



TUGAS AKHIR - RF141501

## **PEMODELAN SEISMIK FASIES PADA RESERVOAR GAS BIOGENIK: STUDI KASUS PADA LAPANGAN “TG”**

ISMAIL ZAKY ALFATIH  
NRP - 3712 100 024

Dosen Pembimbing

Dr. Dwa Desa Warnana  
NIP. 19760123 200003 1001

Dr. Priatin Hadi Wijaya, S.T, M.T  
NIP. 19741114 200502 1006

JURUSAN TEKNIK GEOFISIKA  
FAKULTAS TEKNIK SIPIL DAN PERENCANAAN  
INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER  
Surabaya 2017



TUGAS AKHIR - RF141501

## **PEMODELAN SEISMIK FASIES PADA RESERVOIR GAS BIOGENIK: STUDI KASUS PADA LAPANGAN “TG”**

ISMAIL ZAKY ALFATIH  
NRP - 3712 100 024

Dosen Pembimbing

Dr. Dwa Desa Warnana  
NIP. 19760123 200003 1001

Dr. Priatin Hadi Wijaya, S.T, M.T  
NIP. 19741114 200502 1006

JURUSAN TEKNIK GEOFISIKA  
FAKULTAS TEKNIK SIPIL DAN PERENCANAAN  
INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER  
Surabaya 2017

HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN



UNDERGRADUATE THESIS - RF141501

# **SEISMIC FACIES MODELLING IN BIOGENIC GAS RESERVOIR: CASE STUDY ON “TG” FIELD**

ISMAIL ZAKY ALFATIH  
NRP - 3712 100 024

Advisors

Dr. Dwa Desa Warnana  
NIP. 19760123 200003 1001

Dr. Priatin Hadi Wijaya, S.T, M.T  
NIP. 19741114 200502 1006

GEOPHYSICAL ENGINEERING DEPARTMENT  
FACULTY OF CIVIL ENGINEERING AND PLANNING  
INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER  
Surabaya 2017

HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN

# **PEMODELAN SEISMİK FASIES PADA RESERVOIR GAS BIOGENIK: STUDI KASUS PADA LAPANGAN “TG”**

## **TUGAS AKHIR**

Diajukan untuk memenuhi sebagian persyaratan  
Untuk memperoleh Gelar Sarjana Teknik  
Pada  
Jurusan Teknik Geofisika  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Surabaya, 23 Januari 2017

Menyetujui :

Dosen Pembimbing 1,

Dosen Pembimbing 2,

Dr. Dwa Desa Warnana

NIP. 19760123 200003 1001

Dr. Priatin Hadi Wijaya, S.T, M.T

NIP. 19741114 200502 1006

Mengetahui :

Kepala Laboratorium  
Geofisika Teknik Lingkungan

Dr. Ir. Amien Widodo, M.S

NIP. 19591010 198803 1002

HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN

## **PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR**

Dengan ini saya menyatakan bahwa isi sebagian maupun keseluruhan Tugas Akhir saya dengan judul “PEMODELAN SEISMIC FASIES PADA RESERVOIR GAS BIOGENIK: STUDI KASUS PADA LAPANGAN “TG” adalah benar-benar hasil karya intelektual mandiri, diselesaikan tanpa menggunakan bahan-bahan yang tidak diijinkan dan bukan merupakan karya pihak lain yang saya akui sebagai karya sendiri.

Semua referensi yang dikutip maupun dirujuk telah ditulis secara lengkap pada daftar pustaka.

Apabila ternyata pernyataan ini tidak benar, saya bersedia menerima sanksi sesuai peraturan yang berlaku.

Surabaya, 23 Januari 2017

Ismail Zaky Alfatih  
NRP 3712100024



HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN

# **PEMODELAN SEISMIK FASIES PADA RESERVOIR GAS BIOGENIK: STUDI KASUS PADA LAPANGAN “TG”**

Nama Mahasiswa : Ismail Zaky Alfatih  
NRP : 3712100024  
Jurusan : Teknik Geofisika ITS  
Dosen Pembimbing : Dr. Dwa Desa Warnana  
Dr. Priatin Hadi Wijaya, S.T, M.T

## **ABSTRAK**

Gas Biogenik merupakan gas dangkal yang terbentuk pada ekosistem lautan dangkal. Lapangan “TG” diketahui memiliki reservoir yang berisi fluida berupa gas biogenik yang terdapat pada reservoir limestone globigerina. Telah dilakukan seismik fasies modelling pada reservoir tersebut untuk mengetahui persebaran lateral dari properti dan fasiesnya. Metode yang digunakan ialah penggabungan dua kontrol, yaitu kontrol vertikal dan kontrol horizontal agar diperoleh persebaran lateral dari fasies tersebut. Kontrol vertikal berupa analisa data well untuk mengetahui jenis batuan yang ada dan melakukan pengklasifikasian berdasarkan log sonic dan densitas. Kontrol horizontal berupa grid model seismik dan seismik atribut Instantaneous Frequency. Pemodelan fasies secara 3D diperoleh kesesuaian data antara model dan kolom litostratigrafi bahwa keberadaan limestone berada pada kedalaman 901-949 meter pada sumur TG-1 dan 930-993 meter pada sumur TG-2. Data fasies diklasifikasikan menjadi 4, yaitu Super Sandy Globigerina sebagai limestone berpori tinggi sebagai reservoir, Sandy Globigerina sebagai limestone yang didominasi oleh sand, Shaly Globigerina sebagai limestone yang didominasi oleh shale serta Compact Globigerina merupakan limestone kompak tanpa pori.

Kata Kunci : Seismik, Well Log, Gas Biogenik, Limestone, Fasies, Properti, 3D Model, Globigerina, Reservoir

HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN

# **SEISMIC FASIES MODELLING IN BIOGENIC GAS RESERVOIR: CASE STUDY ON “TG” FIELD**

Name of Student : Ismail Zaky Alfatih  
Student ID Number : 3712100024  
Department : Geophysical Engineering ITS  
Advisor Lecture : Dr. Dwa Desa Warnana  
Dr. Priatin Hadi Wijaya, S.T, M.T

## **ABSTRACT**

Biogenic gas is a shallow gas that is formed on the shallow marine ecosystems. “TG” Field is known to have a globigerina limestone reservoir that containing biogenic gas fluid. Therefore, it is necessary to do seismic facies modelling in the reservoir to determine the lateral distribution of its property and its facies. The method used two controls, vertical control and horizontal control to obtain lateral distribution of the facies. Well log data analysis based on sonic and density log to determine the type of the rock as a vertical control. Seismic grid model and seismic attribute Instantaneous Frequency as a horizontal control. 3D facies modelling acquired data consistency between models and litostratigraphy column. The presence of limestone is at depth 901-949 meters on TG-1 wells and 930-993 meters in TG-2 wells. Data facies are classified into four, namely Super Sandy Globigerina as high as porous limestone reservoir, Sandy Globigerina as limestone dominated by sand, Shaly Globigerina as limestone dominated by shale and limestone Compact is a compact Globigerina without pore.

Keyword : Seismic, Well Log, Biogenic Gas, Limestone, Facies, Property, 3D Model, Globigerina, Reservoir

HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN

## KATA PENGANTAR

Puji syukur kepada Allah SWT karena atas rahmat-Nya laporan Tugas Akhir yang berjudul “PEMODELAN SEISMIK FASIES PADA RESERVOIR GAS BIOGENIK: STUDI KASUS PADA LAPANGAN “TG” ini dapat terselesaikan.

Pelaksanaan dan penyusunan Laporan Tugas Akhir ini dapat terlaksanakan dengan baik, tidak terlepas dari bimbingan, bantuan, dan dukungan berbagai pihak. Pada kesempatan ini, penulis mengucapkan terima kasih kepada:

1. Ayah, Ummi, Mas Umar, Mbak Nita, Adek Ali, Adek Ibrahim, Adek Dina, Adek Yasin dan semua keluarga berkat dukungan moril maupun materi selama penulis menjalani tugas akhir ini.
2. Bapak Dr. Widya Utama, DEA selaku ketua jurusan Teknik Geofisika ITS.
3. Bapak Dr. Dwa Desa Warnana dan Bapak Dr. Priatin Hadi Wijaya, S.T, M.T selaku pembimbing di perguruan tinggi yang telah meluangkan banyak waktu untuk memberikan bimbingan dan arahan kepada penulis.
4. Bapak Firman Syaifuddin, S.Si. MT selaku dosen yang membimbing dan membantu saya mengenai segalanya tentang seismik yang merupakan inti dari Tugas Akhir saya ini.
5. Seluruh dosen dan staf Jurusan Teknik Geofisika ITS yang telah banyak memberikan ilmu dan membantu secara administrasi selama penulis melakukan studi di Jurusan Teknik Geofisika ITS.
6. Fahmi, Ridho, Shafran, Triswan dan Dimas yang mau menjadi teman sharing ilmu mengenai Tugas Akhir saya. Bagas dan Fauzan yang selalu merelakan kosnya sebagai tempat mengerjakan Tugas Akhir saya. Aldi, Ali, Alif, Agam dan teman-teman lain yang selalu ada di room steam dan sigap dalam mengajak refreshing.
7. Segenap team NSTR dan pendukung setia yang selalu mensupport kami.
8. Seluruh teman-teman Teknik Geofisika ITS angkatan 2012 atas semangat dan dukungannya.
9. Semua pihak yang telah membantu yang tidak dapat dituliskan satu per satu.

Penulis menyadari bahwa penulisan dan hasil tugas akhir ini masih banyak kekurangan. Oleh karena itu, kritik dan saran yang membangun sangat diharapkan. Semoga tugas akhir ini membawa manfaat bagi penulis pribadi maupun bagi pembaca.

Surabaya, 23 Januari 2017  
Penulis

Ismail Zaky Alfatih  
NRP 3712100024

# DAFTAR ISI

PERNYATAAN KEASLIAN .....	vii
TUGAS AKHIR .....	vii
ABSTRAK .....	ix
ABSTRACT .....	xi
KATA PENGANTAR .....	xiii
DAFTAR ISI .....	xv
DAFTAR GAMBAR .....	xvii
DAFTAR TABEL .....	xx
DAFTAR ISTILAH .....	xxii
BAB I PENDAHULUAN .....	1
1.1. Latar Belakang .....	1
1.2. Perumusan Masalah .....	2
1.3. Batasan Masalah .....	2
1.4. Tujuan Penelitian .....	2
1.5. Manfaat Penelitian .....	2
BAB II TINJAUAN PUSTAKA .....	5
2.1. Penelitian Pendahuluan .....	5
2.2. Geologi Regional .....	5
2.2.1. Cekungan Jawa Timur Utara .....	5
2.2.2. Evolusi Pengendapan Regional .....	6
2.2.3. Stratigrafi Cekungan Jawa Timur Utara .....	8
2.2.4. Litologi Karbonat .....	12
2.2.5. Lapangan “TG” .....	14
2.3. Gas Biogenik .....	17
2.3.1. Proses Pembentukan Gas Metana .....	18
2.3.2. Faktor-Faktor Pembentukan Gas Biogenik .....	20
2.3.3. Karakteristik Gas Biogenik .....	21
2.4. Konsep Dasar Analisa Petrofisika .....	21
2.4.1. Koreksi Log .....	22
2.4.2. Perhitungan Properti Reservoir .....	31
2.4.3. Lumping .....	34



2.5.	Seismik Fasies .....	35
2.6.	Atribut Instantaneous Frekuensi .....	36
BAB III METODOLOGI PENELITIAN .....		39
3.1.	Tahap Persiapan .....	39
3.1.1.	Identifikasi Masalah .....	39
3.1.2.	Studi Literatur .....	40
3.1.3.	Persiapan Data dan Orientasi .....	40
3.2.	Tahap Pengolahan Data .....	40
3.2.1.	Pengolahan Data Well Log .....	42
3.2.2.	Pengolahan Data Seismic .....	45
3.3.	Tahap Analisa .....	51
3.3.1.	Interpretasi Facies .....	51
3.3.2.	Facies Modelling .....	51
3.4.	Tahap Akhir .....	53
BAB IV ANALISIS DAN PEMBAHASAN .....		55
4.1.	Analisis dan Pembahasan Well .....	55
4.2.	Analisis dan Pembahasan Seismik .....	60
4.3.	Analisis dan Pembahasan Modelling Fasies .....	63
4.3.1.	Model Porosity .....	63
4.3.2.	Model Densitas .....	66
4.3.3.	Model Sonic .....	69
4.3.4.	Model Fasies .....	72
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN .....		75
5.1.	Kesimpulan .....	75
5.2.	Saran .....	75
DAFTAR PUSTAKA .....		77
PROFIL PENULIS .....		79

## DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1 Map persebaran minyak dan gas pada Cekungan Jawa Timur. Terdapat 4 tren yang dapat diidentifikasi mengandung minyak, gas termogenik dan gas biogenik.....	1
Gambar 2.1 Peta Geologi Jawa Timur Bagian Utara .....	6
Gambar 2.2 Evolusi paleogeografik dari daerah barat Jawa (Baumann,1982).....	7
Gambar 2.3 Litostratigrafi Zona Rembang .....	11
Gambar 2.4 Ilustrasi Lingkungan Pengendapan Karbonat dengan geometri <i>sheet</i> (sumber: sepm.or) .....	12
Gambar 2.5 Ilustrasi Lingkungan pengendapan dari karbonat berbentuk <i>reefs</i> (sumber: sepm.or).....	13
Gambar 2.6 Kolom Stratigrafi Lapangan “TG” (Widjonarko, 1990)....	16
Gambar 2.7 Kolom Stratigrafii Lapangan “TG” (Widjonarko, 1990)...	16
Gambar 2.8 Diagram yang menunjukkan perkembangan hidrokarbon seiring dengan peningkatan temperatur dan waktu .....	18
Gambar 2.9 Penampang suksesi ekosistem mikrobial pada lingkungan laut terbuka.....	19
Gambar 2.12 Jenis-jenis wireline log (Torres-Ferdin, 2002) .....	22
Gambar 2.13 Contoh analisa log gamma ray efek perbedaan litologi (Glover, 2007).....	23
Gambar 2.14 Konfigurasi alat log SP (Glover, 2007) .....	25
Gambar 2.15 Respon umum kurva log SP (Glover, 2007).....	25
Gambar 2.16 Respon log densitas di berbagai litologi (Glover, 2007) .	26
Gambar 2.17 Tanggapan log neutron pada beberapa kondisi litologi (Glover, 2007).....	28
Gambar 2.18 Respon kombinasi log densitas – neutron (Glover, 2007)	29
Gambar 2.19 Respon log sonik di tiap litologi (Glover, 2007) .....	30
Gambar 2.20 Bentuk Eksternal Benda Geologi (Ensiklopediseismik, 2008) .....	35
Gambar 2.21 Tekstur Karbonat (Ensiklopediseismik, 2008) .....	36
Gambar 2.22 (b) Frekuensi Sesaat (a) sebagai turunan pertama Fasa Sesaat (Ensiklopediseismik, 2008).....	37
Gambar 3.1 Flowchart Keseluruhan Metodologi Penelitian .....	39
Gambar 3.2 Diagram Alir Pengolahan Data dan Analis .....	41
Gambar 3.3 Korelasi Gamma Ray .....	42
Gambar 3.4 Korelasi Sonic .....	43
Gambar 3.5 Korelasi Density .....	44

Gambar 3.6 Korelasi Neutron .....	44
Gambar 3.7 Korelasi Core .....	45
Gambar 3.8 Picking Horizon .....	46
Gambar 3.9 Picking Fault .....	47
Gambar 3.10 Pembuatan Horizon dan Hasilnya .....	48
Gambar 3.11 Input Data Surface untuk di <i>adjustment</i> dengan Data Well .....	48
Gambar 3.12 Hasil Well Correlation dengan Data Surface .....	49
Gambar 3.13 Pembuatan Grid Model .....	50
Gambar 3.14 Model 2D dan 3D .....	50
Gambar 3.15 Proses Pembuatan Kontak Fluida pada Model.....	51
Gambar 3.16 Crossplot Well TG-1 dengan TG-2 menggunakan atribut berbagai atribut .....	52
Gambar 3.17 Crossplot Log TG-1 dengan TG-2 menggunakan atribut berbagai atribut .....	52
Gambar 4.1 Penampang Log Well TG-1 .....	55
Gambar 4.2 Penampang Log Well TG-2 .....	56
Gambar 4.3 Crossplot antara SW, Porositas, VSh, dan Total Gas.....	57
Gambar 4.4 Pengklasifikasian Facies Batuan Reservoir Globigerina Menurut Data Log Density dan Log Sonic .....	58
Gambar 4.5 Hasil Log Densitas dan Sonic dari pengklasifikasian Facies Batuan Reservoir Pada Well TG-1 .....	59
Gambar 4.6 Hasil Log Densitas dan Sonic dari pengklasifikasian Facies Batuan Reservoir Pada Well TG-2 .....	60
Gambar 4.7 Penampang Seismik Inline 200, Sumur TG-1.....	60
Gambar 4.8 Penampang Seismik Inline 200, Sumur TG-2.....	61
Gambar 4.9 Pola Patahan Pulau Jawa.....	62
Gambar 4. 10 Peta Hasil Gridding Surface dari Lapisan Top Globigerina .....	62
Gambar 4.11 Penampang Patahan pada Data Seismik .....	63
Gambar 4.12 Model 3D Porosity yang dikontrol oleh Data Well.....	64
Gambar 4.13 Model 3D Porosity yang dikontrol oleh Data Well dan Data Atribut Instantaneous Frequency .....	65
Gambar 4.14 Model 3D Densitas yang dikontrol oleh Data Well .....	67
Gambar 4.15 Model 3D Densitas yang dikontrol oleh Data Well dan Data Atribut Instantaneous Frequency .....	68
Gambar 4.16 Model 3D Sonic yang dikontrol oleh Data Well.....	70
Gambar 4.17 Model 3D Sonic yang dikontrol oleh Data Well dan Data Atribut Instantaneous Frequency .....	71

Gambar 4. 18 Litostratigrafi Sumur TG .....	72
Gambar 4.19 Model 3D Fasies yang dikontrol oleh Data Log dan Data Atribut Instantaneous Frequency .....	73

HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN

## **DAFTAR TABEL**

Tabel 3.1 Tabel Informasi Data Sumur .....	42
--	----

HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN

## DAFTAR ISTILAH

<b>Bakteri Anaerob</b>	Bakteri anaerob merupakan Bakteri yang tidak dapat tumbuh dalam suasana $O_2$ atau zat asam karena dalam suasana ini akan terbentuk $H_2O_2$ yang bersifat toksik terhadap bakteri. Sebab lain menyatakan dalam suasana zat asam potensi oksidasi-reduksi yang diperlukan kuman anaerob tidak akan menurun.
<b>Fasies</b>	Fasies adalah suatu kenampakan lapisan atau kumpulan dari suatu lapisan batuan yang memperlihatkan karakteristik, geometri, dan sedimentologi tertentu yang berbeda dengan sekitarnya (Boggs, 1987).
<b>Gas Biogenik</b>	Gas biogenik adalah gas methane / metana ( $CH_4$ ) yang memang sudah sangat akrab dengan kehidupan manusia karena sangat umum ditemukan di mana saja di permukaan bumi ini. Gas ini dapat terbentuk dari tiga proses utama yaitu (Schoell, 1988).
<b>Globigerina</b>	Protozoa laut yang termasuk Genus Foraminifera kecil, yang hidup subur di atau dekat permukaan laut. Kerang mati mereka, jatuh ke bawah, membuat sebagian besar dari lumpur lunak, umumnya ditemukan di kedalaman di bawah 3.000 kaki.
<b>Gridding</b>	Gridding adalah metode dalam menentukan parameter prosedur dalam interpolasi. Perbedaan dalam tiap-tiap metode gridding adalah rumus algoritma matematika yang digunakan untuk menghitung garis penggal dalam suatu interpolasi. Setiap metode memiliki hasil yang berbeda, sesuai dengan representasi yang diinginkan oleh pembuat peta.
<b>Limestone</b>	Limestone adalah nama lain dari batukapur ( $CaCO_3$ ) adalah sebuah batuan sedimen yang terdiri dari mineral kalsit dan aragonit, yang merupakan dua varian yang berbeda dari $CaCO_3$ (kalsium karbonat). Sumber utama dari calcite adalah organisme laut.



- Reservoir** Batuan Reservoir adalah wadah permukaan yang diisi dan dijenuhi oleh minyak dan gas bumi. Ruangan penyimpanan minyak dalam reservoir berupa rongga-rongga atau pori-pori yang rendah. Pada hakekatnya, setiap batuan dapat bertindak sebagai batuan reservoir asal mempunyai kemampuan untuk menyimpan dan melepaskan minyak bumi.
- Sandstone** Batuan Sedimen yang terutama terdiri dari mineral berukuran pasir atau butir-butir batuan. Sebagian besar batupasir terbentuk oleh kuarsa atau feldspar karena mineral-mineral tersebut paling banyak terdapat di kulit bumi.
- Shale** Batuserpih (shale) adalah batuan sedimen klastik berbutir halus yang terdiri dari lumpur yang merupakan campuran dari serpihan mineral-mineral lempung dan fragmen-fragmen kecil (partikel-partikel berukuran lanau) dari mineral lainnya, terutama kuarsa dan kalsit.

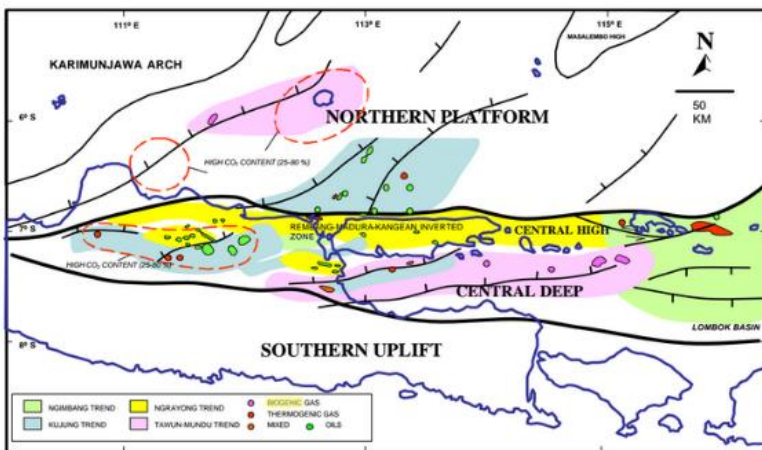
# BAB I

## PENDAHULUAN

### 1.1. Latar Belakang

Gas biogenik dihasilkan pada suhu rendah oleh dekomposisi bahan organik pada mikroorganisme anaerob (Rice and Claypool, 1981). Kenyataan bahwa biogenik memproduksi metana merupakan fenomena di alam yang tersebar luas dan biogenik sendiri ada pada lingkungan sedimen danau, sedimen laut, rawa garam, dll. Gas biogenik sendiri ditandai oleh tingginya tingkat metana (lebih dari 98%) dan rendahnya tingkat hidrokarbon (1-2%) dengan beberapa CO<sub>2</sub> dan N<sub>2</sub> dan lebih dari 20% cadangan gas dunia yang telah ditemukan merupakan gas biogenik (Ni dan Day, 2012).

Peneliti – peneliti China sebagai salah satu negara terdepan yang melakukan penelitian mengenai gas biogenik menjelaskan bahwa gas biogenik sendiri memiliki banyak keuntungan, yaitu persebarannya yang luas, berada pada kedalaman yang dangkal, eksplorasi dan pengembangannya memiliki biaya yang rendah sehingga menarik untuk perkembangan industri di China itu sendiri (Ni dan Day, 2012).



Gambar 1.1 Map persebaran minyak dan gas pada Cekungan Jawa Timur. Terdapat 4 tren yang dapat diidentifikasi mengandung minyak, gas termogenik dan gas biogenik. (Satyana, 2003)

Demi melakukan perkembangan industri, utamanya dibidang migas di Jawa Timur, maka penelitian mengenai persebaran migas telah dilakukan dan hal ini menunjukkan bahwa telah terdapat beberapa lapangan gas biogenik di cekungan Jawa Timur. Shale dan coal dari zaman Meiosen hingga Pleistosen pada Tawun-Mundu Trend merupakan salah satu penghasil gas biogenik terbesar di Jawa Timur (Satyana, 2003).

Sebagai kelanjutan dari penelitian tersebut, pemodelan fasies merupakan salah satu penelitian yang bisa dilakukan. Geologi dan geofisika tidak dapat dipisahkan dalam melakukan studi awal pemodelan fasies pada lapangan gas biogenik. Salah satu studi yang dilakukan untuk pemodelan fasies adalah analisis petrofisika, analisis facies, analisis distribusi lapisan dan pemodelan fasies menggunakan data seismic dan well. Oleh karena itu, diharapkan dengan adanya Tugas Akhir pemodelan fasies pada reservoir gas biogenik ini, penelitian tersebut dapat dilaksanakan.

## **1.2. Perumusan Masalah**

Berdasarkan uraian latar belakang diatas maka timbul beberapa permasalahan, yaitu.

1. Bagaimana cara mengetahui proses pemodelan fasies pada reservoir gas biogenik?
2. Bagaimana cara mengelompokkan fasies pada batuan reservoir gas biogenik?

## **1.3. Batasan Masalah**

Batasan masalah pada penelitian tugas akhir ini adalah.

1. Penelitian ini hanya pada analisa pemodelan fasies pada reservoir gas biogenik.
2. Data reservoir yang digunakan ialah data seismic dan data sumur reservoir gas biogenik.

## **1.4. Tujuan Penelitian**

Tujuan yang ingin dicapai dalam penelitian tugas akhir ini adalah.

1. Mengetahui proses analisa pemodelan fasies untuk studi karakteristik reservoir gas biogenik.
2. Mengetahui tahapan-tahapan pemodelan fasies pada reservoir gas biogenik.
3. Mengetahui pengelompokan karakterisitik fasies batuan reservoir gas biogenik.

## **1.5. Manfaat Penelitian**

Manfaat yang ingin dicapai dalam penelitian tugas akhir ini adalah.

1. Dapat mengetahui bentuk persebaran fasies yang mengkarakterisasikan reservoir gas biogenik sehingga bisa dijadikan sebagai referensi mengenai reservoir gas biogenik.
2. Dapat mengetahui persebaran fasies dari hasil modelling pada reservoir gas biogenik pada lapangan yang diteliti.

HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN

## **BAB II**

### **TINJAUAN PUSTAKA**

#### **2.1. Penelitian Pendahuluan**

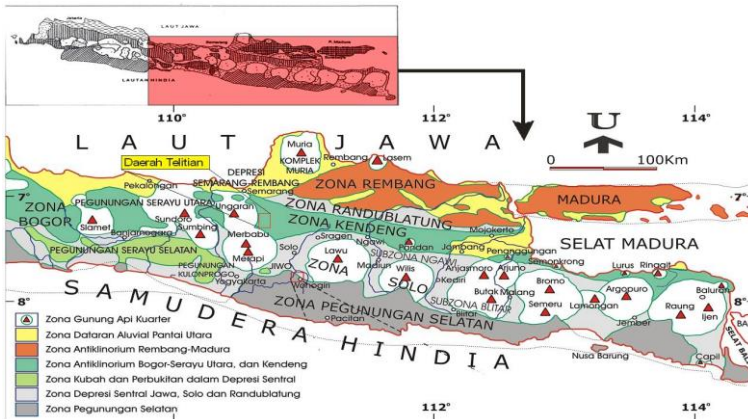
Penelitian pendahuluan telah dilakukan pada daerah Selat Madura tempat berada sumur TG. Sebelumnya telah dilakukan interpretasi seismik menggunakan seismik *post stack time migration*. Pada penelitian pendahuluan telah didapat data well yang telah diolah sehingga didapat log baru berupa log porositas, log permeabilitas, log payflag dan log resflag. Selain itu penelitian pendahuluan telah menentukan batas-batas lapisan dari globigerina yang berada pada 3.5 ma, sandstone yang berada pada 4.4 ma, gas water contact dan wonocolo yang berada pada 7.1 ma.

#### **2.2. Geologi Regional**

##### **2.2.1. Cekungan Jawa Timur Utara**

Cekungan Jawa Timur Utara merupakan cekungan yang terletak di sebelah timur laut Paparan Sunda yang dibatasi oleh Busur Karimunjawa. Berdasarkan posisinya, cekungan ini dapat dikelompokkan sebagai cekungan belakang busur dan berada pada batas tenggara dari Lempeng Eurasia. Secara fisiografi, cekungan ini terletak diantara Pantai Laut Jawad an sederetan gunung api berarah Barat-Timur yang membatasi bagian selatannya.

Pada penelitiannya, Hamilton (1977,1979,1988) menemukan bahwa tektonik di bagian barat Jawa telah mengalami sejarah geologi yang berasal dari konvergensi kompleks antara lempeng Eurasia dan Indo-Australia. Dari konvergensi ini, Hamilton (1977,1979) dan Baumann (1982) mendapatkan enam elemen morfologi mayor yaitu ; Palung Sunda(Jawa), busur akresi, fore-arc ridge, cekungan fore-arc, busur gunung api, dan cekungan back-arc. Cekungan Jawa Timur Utara pada dasarnya merupakan perkembangan dari cekungan back/retro arc dari vulkanik aktif di bagian utara Jawa Tengah.

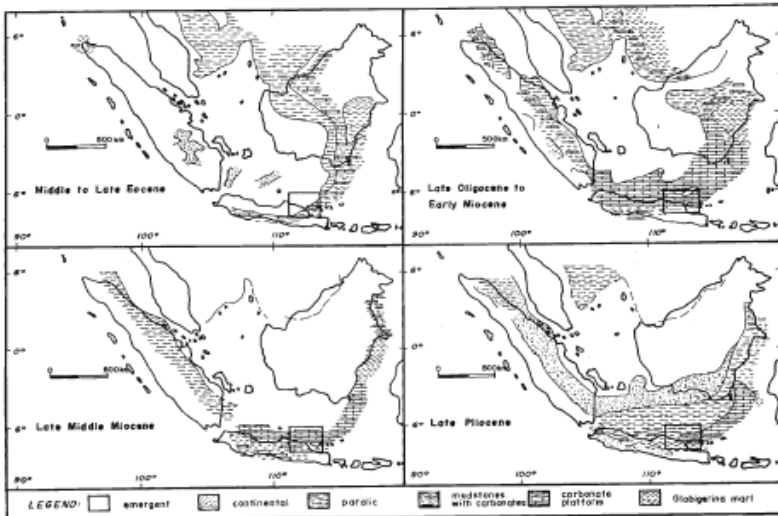


Gambar 2.1 Peta Geologi Jawa Timur Bagian Utara

Dickinson (1977) mengajukan bahwa evolusi dari cekungan back-arc, dikontrol oleh gerakan menunjam kedalam dari batas lempeng regional sebagai respon terhadap pemuatan tektonik lokal pada ujung lempeng, dimana sedimentasi terus terjadi seiring dengan subsidence. Hal ini digunakan sebagai dasar bahwa cekungan Jawa Timur memiliki sedimentasi yang tebal dan relatif terus menerus. Laporan dari Lemigas (1969) mengindikasikan bahwa terdapat lebih dari 5000 meter sedimen yang telah didepositkan pada cekungan ini mulai dari Tersier Muda dan belum ada bor yang pernah mencapai dasar dari sedimen cekungan ini.

### 2.2.2. *Evolusi Pengendapan Regional*

Berdasarkan penelitian dari Van Bemmelen (1949), stratigrafi paling tua yang terdapat di Paparan Sunda adalah Paleozoik yang terdiri atas schists kristalin yang tidak diketahui umurnya merupakan produk pengendapan dari deposit sedimen yang telah teralterasi oleh kegiatan metamorphism regional. Baumann (1982) menyadari bahwa terdapat lima siklus sedimentasi yang terjadi di Sumatra dan Jawa pada Era Cenozoik. Setiap siklus ini dimulai dengan transgresi dan berakhir dengan fase vulkanik dan tektonik yang berlangsung sejak 10 juta tahun yang lalu setiap siklusnya. Berikut adalah gambar yang menjelaskan mengenai proses paleogeografiknya (Baumann, 1982 opcite Susilohadi, 1995)



Gambar 2.2 Evolusi paleogeografik dari daerah barat Jawa  
(Baumann,1982)

Pada gambar diatas dapat dilihat bahwa sedimentasi banyak terjadi pada bagian lingkaran (*rim*) Paparan Sunda dimana gangguan tektonik seperti volcanism lebih dominan. Inti dari dataran Sunda ini menjadi sumber yang stabil untuk menjadi sedimen pengisi cekungan, dengan tambahan busur vulkanik.

Litologi yang paling tersebar luas di bagian selatan Dataran Sunda adalah batukapur dengan karang (*reefal limestone*) berumur Miosen Awal. Deposit ini kemudian diikuti oleh fase regresif selama mudstone disepositkan pada bagian dalam dari sebelah barat Cekungan Laut Jawa. Fase regresif ini berasosiasi dengan uplift dan folding (Ben-Avraham & Emery,1973). Selama Plio-Pleistosen, sedimentasi laut berlangsung di Dataran Sunda dan secara bertahap merubah morfologi cekungan menjadi daratan yang datar. Aktivitas magmatic pada Dataran Sunda berlangsung selama Era Tersier dan Kuartar. Vulkanisme terjadi sepanjang lingkaran Dataran Sunda dan berasosiasi dengan kejadian tektonik major. (Van Bemmelen,1949 opcite Susilohadi, 1995)

Dari penjelasan diatas, dapat disimpulkan bahwa Cekungan Jawa Timur yang berada di Dataran Sunda termasuk ke dalam tipe cekungan *back-arc/ retro-arc*. Tipe dari cekungan ini adalah memiliki akumulasi



sedimen yang tebal khususnya yang mengarah kepada busur. Selain itu, penyebab utama terbentuknya cekungan ini adalah tumbukan antara lempeng Eurasia dan Indo-Australia yang menyebabkan terjadinya deformasi struktur di sekitar cekungan. Struktur ini mengontrol sedimentasi pada Era Tersier dan Kuartar dengan struktur yang paling menonjol adalah depresi berarah Barat-Timur yang sejajar dengan garis tengah Jawa dan graben berarah NE-SW pada Laut Jawa dan Kalimantan. Pada Jawa Timur, terdapat depresi yang berarah timur-barat yang mengandung zona antiklinal yaitu Zona Rembang dan Kendeng. (Susilohadi, 1995)

### **2.2.3. Stratigrafi Cekungan Jawa Timur Utara**

#### **- Formasi Zona Rembang**

##### **2.2.3.1. Formasi Tawun**

Sedimen dari formasi Tawun terdepositkan selama pertengahan Miosen yang terdistribusi secara luas pada Zona Rembang dan Pulau Madura. Formasi ini mencapai ketebalan 1500m dan tersusun atas serpih pasiran berwarna abu-abu hingga coklat abu-abu, kemudian disusul dengan perselingan antara batupasir coklat kemerahan, serpih pasiran dan batugamping kekuningan hingga kecoklatan. Semakin ke atas formasi ini, batugamping menjadi lebih dominan dan mengandung fosil orbitoid yang besar-besar. Bagian ini berasosiasi dengan batupasir kuarsa yang termasuk ke dalam anggota Formasi Ngrayong dan relatif tipis sekitar kurang lebih satu meter. Formasi Ngrayong ini merupakan reservoir hidrokarbon utama yang terdapat pada Zona Rembang (Pringgopawiro, 1983).

Berdasarkan fosil-fosil *foraminifera* bentonik yang ditemukan antara lain adalah *Elphidium sp.*, *Pyrgo brady*, *Triloculina sp.*, *Proteonina sp.*, dan *Nonionella sp.*, Formasi Tawun diendapkan pada lingkungan paparan dangkal antara kedalaman 0-50 meter. Terdapatnya kelimpahan foram besar menunjukkan adanya ekosistem terumbu dengan lautan yang dangkal, air hangat, dan jernih. (Pringgopawiro, 1983)

##### **2.2.3.2. Formasi Bulu**

Sedimen Formasi Bulu terdepositkan pada fasies paralik (perubahan lateral antara *marine* dan sedimen kontinental). Formasi ini terdapat kebanyakan diantara Cepu dan rembang yang mengandung *reefal limestone* dengan beberapa persilangan antara batupasir kuarsa dan calcarenitic limestone dengan fragmen berlimpah dari bentonik *foraminifera* dan alga merah. Penentuan umur formasi ini didasarkan pada

keterdapat *foraminifera* bentonik (*Orbitoididae*) seperti; *Lepidocyclus angulosa*, *Lepidocyclus sumatrensis*, *Cycloclypeus annulatus*, dsb, yang berasosiasi dengan lingkungan neritik tengah. Formasi ini berumur Miosen Akhir memiliki ketebalan sekitar 250 meter dan ditutupi oleh Formasi Wonocolo secara selaras (Pringgoprawiro, 1983)

#### **2.2.3.3. Formasi Wonocolo**

Formasi ini merupakan satuan batuan yang tersusun oleh napal, napal lempungan, hingga napal pasir yang kaya akan foraminifera plankton. Terdapat sisipan kalkarenit dengan tebal lapisan antara 5-20 cm. Formasi ini terdepositkan pada Miosen Tengah sampai Miosen Akhir. Tipe lokasi dari formasi ini adalah berada di area Wonocolo di 15 km Timur Laut Cepu. Karakterisasi dari formasi ini adalah karbonat yang kaya akan *Globigerina* dan napal lempungan. Formasi ini kebanyakan berkembang selama *level* laut tinggi diikuti dengan penurunan *level* laut pada Miosen Tengah. Formasi Wonocolo memiliki ketebalan sekitar 300 meter dan menampakkan sekuen yang semakin kasar ke atas yang berbatasan dengan Formasi Ledok.

#### **2.2.3.4. Formasi Ledok**

Formasi Ledok tersusun atas napal pasir dan kalkarenit dengan napal dan batupasir. Bagian atas dari satuan ini dicirikan batupasir dengan konsentrasi galukonit. Kalkarenitnya menampakkan perlapisan silangsiur. Berdasarkan fosil foraminifera planktonik *Globorotalia pleistomida* yang ditemukan, umur dari Formasi Ledok ini adalah Miosen Akhir dengan kedalaman 100-200 meter. (Pringgoprawiro, 1983)

#### **2.2.3.5. Formasi Mundi dan Paciran**

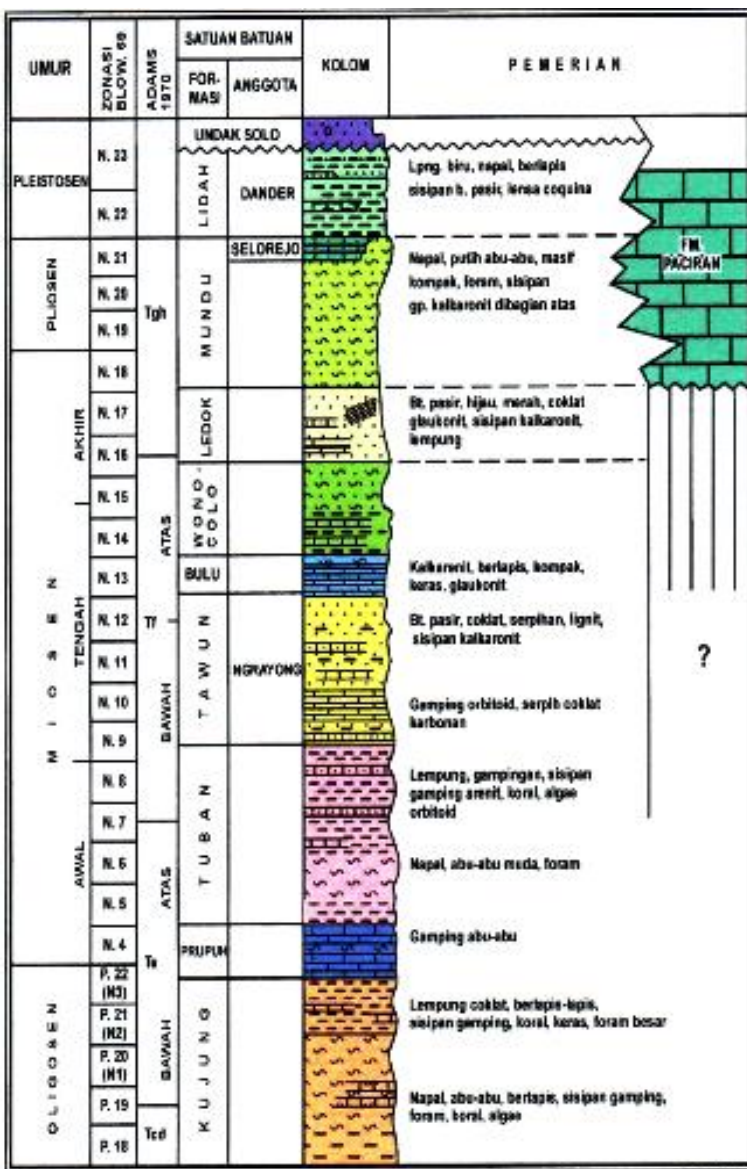
Tipe dari lokasi Formasi Mundi adalah di 10 km barat Cepu. Formasi ini terdepositkan selaras dengan Formasi Ledok selama Pliosen Awal – Tengah. (van Bemmelen, 1949). Formasi ini tersusun atas napal yang kaya akan *foraminifera* planktonik, tidak berlapis. Bagian paling atas dari formasi ini ditempati oleh batugamping yang kaya akan *foraminifera* planktonik. Bagian atas Formasi Mundi disebut anggota Selorejo terdiri atas perselingan batugamping pasir dan napal pasir (Pringgoprawiro, 1983). Persebaran dari formasi ini sangat luas pada Cekungan Jawa Timur dengan fasies utamanya adalah batugamping kalkarenit yang terjadi sepanjang topografi tinggi seperti Tuban dan Madura. Di Tuban sendiri, batugamping yang terdapat disana didefinisikan sebagai Formasi Paciran dan di Madura disebut Formasi Madura.

Formasi Mundu terletak pada daerah di antara Bojonegoro dan Pati yang menunjukkan sekuens regresif keatas dari neritik bagian luar hingga neritik bagian dalam. Bagian atas dari Formasi Mundu terdiri atas napal yang terisi *coquina*. Pringgoprawiro, 1983 menetapkan batugamping ini sebagai Anggota Selorejo. Anggota Selorejo menebal secara bertahap dari beberapa meter di Bojonegoro sampai sekitar 300 meter pada bagian selatan Rembang.

Anggota Selorejo juga dikarakterisasi dari tipe *foraminifera* bentonik di neritik bagian dalam yang termasuk di dalamnya genus *Nonion*, *Quinqueloculina* dan *Ammonia/Rotalia* (Phleger, 1960). Aminuddin (1981) menyimpulkan bahwa Formasi Selorejo terdepositkan sekana Pliosen Akhir berdasarkan keterdapatan *foraminifera* planktonik.

#### **2.2.3.6. Formasi Lidah**

Formasi Lidah tersusun atas satuan batulempung biru tua, masif, dan tidak berlapis. Satuan ini dapat dipisahkan menjadi bagian atas, tengah, dan bawah. Pada bagian bawah Formasi Lidah merupakan satuan batulempung berwarna biru (anggota Tambakromo). Bagian atasnya terdiri dari batulempung dengan sisipan napal dan batupasir kuarsa mengandung glaukonit (Anggota Turi). Di daerah Antikin Kawengan kehadiran dua satuan ini dipisahkan dengan suatu satuan batugamping *coquina*. Umur formasi ini adalah Pliosen Atas – Pliosen Bawah yang diendapkan pada lingkungan laut tertutup dan berangsur-angsur menjadi dangkal. Ketebalan lapisan ini bervariasi dari 300-500 meter. (Pringgoprawiro, 1983).

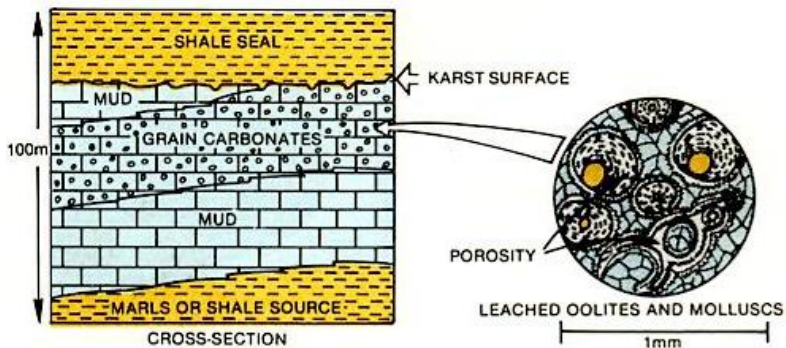


Gambar 2.3 Litostratigrafi Zona Rembang

#### 2.2.4. Litologi Karbonat

Karbonat merupakan litologi yang memiliki kompleksitas tinggi karena properti batuan yang memiliki variasi yang banyak. Batuan karbonat memiliki koefisien refleksi positif yang besar karena karbonat biasanya memiliki kecepatan dan densitas yang lebih tinggi dibandingkan dengan sedimen lainnya. Hanya pada kasus tertentu saja seperti karbonat yang sangat berpori dan sangat terkekarkan maka koefisien refleksinya menjadi negatif. Litologi karbonat biasanya menimbulkan masalah resolusi vertikal dikarenakan kecepatannya yang begitu tinggi. Sering dijumpai sebuah sekuen yang tebal menjadi lebih tipis ketika diinterpretasikan pada penampang seismik karena faktor kecepatan tersebut. Kecepatan dari batuan ini berkisar antara 4500-6000 m/s. Dari segi seismik, batuan karbonat dibagi menjadi 3 kelompok yaitu:

- a) Endapan berbentuk *sheet* memiliki penyebaran lateral yang sangat ekstensif dan terdiri atas partikel karbonat berbutir halus. Endapan ini menunjukkan karakter yang sama dengan endapan berbutir halus lainnya. Hal yang membedakannya adalah amplitudo yang tinggi, kontinuitas baik, dan apabila cukup tebal memiliki kecepatan interval yang tinggi. Berikut adalah salah satu contoh model endapan karbonat berbentuk lembar (*sheet*).

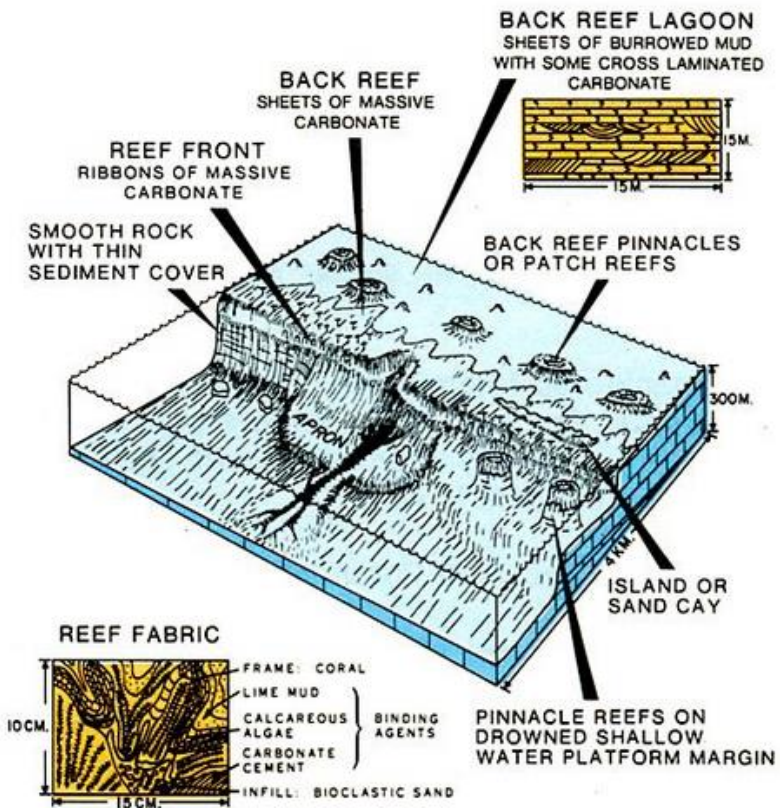


Gambar 2.4 Ilustrasi Lingkungan Pengendapan Karbonat dengan geometri *sheet* (sumber: sepm.or)

- b) Endapan bioklastik terdiri atas butiran karbonat berukuran pasir yang tertransport dan terendapkan oleh arus energi tinggi sehingga memiliki lingkungan pengendapan yang hampir sama

dengan batuan klastik. Perbedaannya adalah kecepatan interval dan amplitudo refleksinya yang tinggi.

- c) *Buildups, reefs, biotherms, banks, mounds*, dll merupakan macam-macam endapan yang mengandung elemen biologis yang besar terdiri atas sisa-sisa cangkang organisme hidup. Karakteristik yang paling membedakannya adalah bentuknya yang khas dan kecepatan intervalnya yang tinggi



Gambar 2.5 Ilustrasi Lingkungan pengendapan dari karbonat berbentuk *reefs* (sumber: sepm.or)

Reservoir dalam studi ini termasuk kedalam tipe karbonat bioklastik dilihat dari pembentukan geologinya. Dengan fosil *Globigerina* yang merupakan foram lautan abisal yang kemudian terangkat karena terjadi *upwelling currents* ke wilayah neritik. (Satyana, 2006)

#### **2.2.5. Lapangan “TG”**

Lapangan “TG” merupakan lapangan produksi gas yang terletak di perairan lepas Madura; *Madura Offshore* PSC di Jawa Timur. Lapangan tersebut ditemukan pada bulan Juni 2002 dengan sumur pertamanya adalah TG-I dengan ketebalan balok gas setebal 49 meter pada formasi Paciran berumur Pliosen dan Formasi Mundu. Gas yang berada di lapangan ini adalah kurang lebih 99% metan dan berasal dari proses biogenik. (Triyana et. al, 2007).

##### **2.2.5.1. Struktur Antiklin Lapangan “TG”**

Antiklin yang terbentuk pada Lapangan “TG” terjadi sebagai hasil dari gerakan transpresif inversi yang berasosiasi dengan gerakan lateral ke kiri sepanjang Zona Rembang-Madura-Kangean (wrench zone). Pada zona reservoir (Pliosen Awal – Akhir), struktur Maleo merupakan antiklin menajam yang dimodifikasi oleh kompleks patahan normal. Hinge dari antiklin ini memiliki trend NW-SE yang merupakan salah satu fitur yang parallel terhadap tren barat-timur pesisir Madura dan pulau kecil di sekitarnya. Lipatan Maleo sampai sekarang masih berkembang sampai sekarang yang dibuktikan dengan penampang seismic yang menunjukkan sedimen dibawah dasar samudra (berumur sekitar 100.000 tahun) masih termasuk dalam proses lipatannya. (Triyana et. al, 2007)

Proses transpresi pada daerah ini dimulai pada pertengahan Miosen dan pada fase awal memiliki efek yang besar pada bagian Barat dari Selat Madura dan Pulau Madura. Pengangkatan (uplift) terjadi seiring dengan tren yang sama yang terjadi pada pemekaran Paleogen, Pembalikan (inversion) terjadi pada akhir dari Pliosen Awal (3.6 Ma) yang ditandai dengan perkembangan dari batas bawah ketidakselarasan Paciran pada bagian atas formasi Mundu. Tren dari pengangkatan tetap berarah timur-barat dan mendefinisikan konfigurasi dari struktur di sekitar Selat Madura. Fase ketiga dari pembuatan struktur transpresif dimulai pada akhir Pliosen (1.8 Ma) dan berlanjut secara bertahap sampai sekarang. (Triyana et. al, 2007)

##### **2.2.5.2. Reservoir Lapangan “TG”**

Batuan reservoir dari Lapangan “TG” terdapat pada Formasi Mundu dan Paciran. Formasi Mundu diikat oleh T40 dan T50 (jangka waktu 7.3

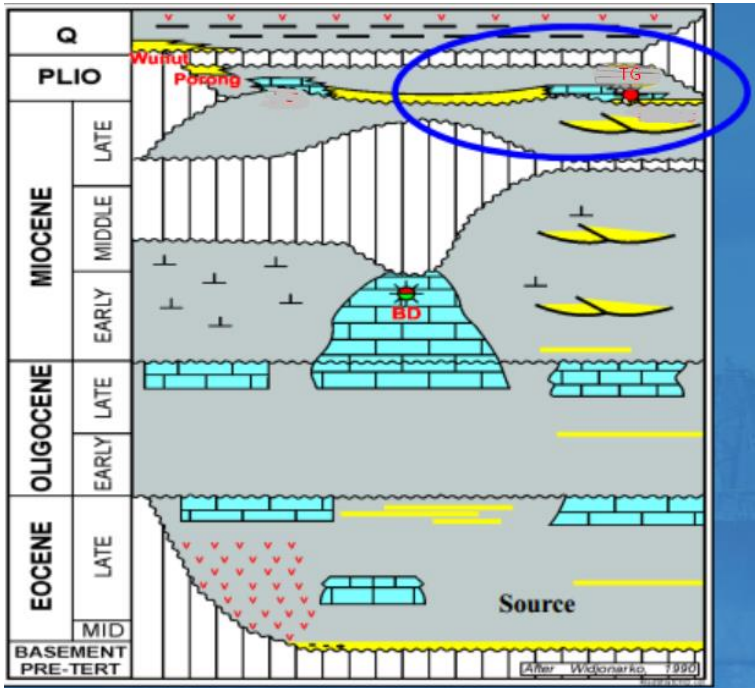
– 3.8 Ma) dan Paciran dibatasi oleh T50 dan T60 (2 Ma). Dalam reservoir ini, batuan tersusun atas batuan bioklastik, packstone, dan wackestone.

Tes keterdapatan foraminifera menunjukkan bahwa genus *Globigerina* meliputi kerangka utama dari komposisi butirnya. Terdapat pula foraminifera bentonik kecil, foraminifera abraded besar, alga merah, ekinodermata, dan fragmen moluska dengan kuantitas yang kecil. Lanau kuarsa hadir pada beberapa tempat salah satunya adalah pada formasi Paciran sekelas kuarsa pasir yang merupakan 50% dari material batuan. Matriks micritic dan semen kalkarenit dapat membentuk sekitar 25% dari reservoir gas.

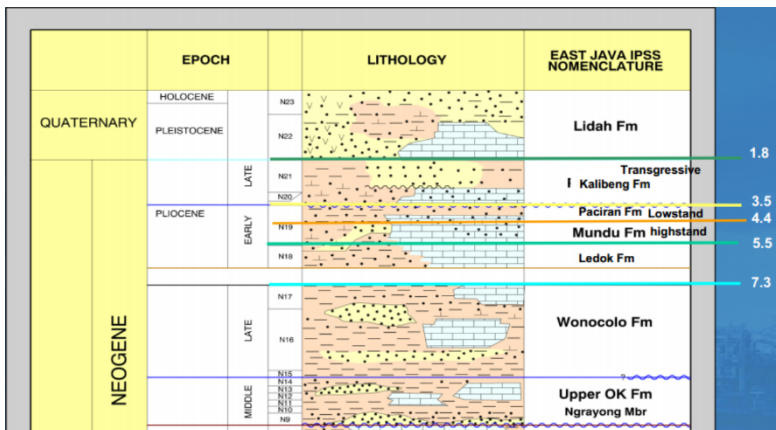
Banyak model yang diajukan untuk mendefinisikan lingkungan pengendapan dari batugamping bioklastik Pliosen yang terdapat di Selat Madura. Salah satu model yang diajukan adalah model laut dangkal oleh Henk (2001,2002). Dalam modelnya, Henk meninterpretasikan bahwa wackestone yang terdapat pada bagian bawah dari Formasi Mundu terdepositkan pada bagian luar dataran. Pada bagian tengah dalam, dan zona transisi endapan berupa packstone dan grainstone yang merupakan bagian utama dari reservoirnya.

Namun, seiring dengan berkembangnya penelitian mengenai lingkungan pengendapan daerah Selat Madura, Isnaniawrdhani (2003) menemukan bahwa tidak adal foram planktonic yang ditemukan pada kedalaman laut kurang dari 20 meter. Populasi didominasi oleh forma bentonik yang terdapat pada kedalaman hingga 100 meter. Selanjutnya, McGowan (2006) menyadari bahwa terdapat banyak foram bentonik pada coring dari Formasi Mundu adalah dalam bentuk batial (*Hoeglundina elegans*, *Hyalinea balthica*, *Oridorsalis umbonatus*, *Pullenia bulloides*, dan *Sphaeroidina bulloides*) dan menyimpulkan tentang permasalahan bagaimana perpindahan dari foram batial ke foram dangkal menjadi masalah pada model laut dangkal Henk. McGowan mecoba menghubungkan bukti ichnological dari laut dangkal dan bukti biostratigrafi dari laut dalam. Dia berspekulasi bahwa batugamping globiginerid pada masa Pliosen Awal di Selat Madura kemungkinan disepositkan pada platform terpisah, kebanyakan pada bagian luar zona neritik yang mirip dengan fasies batial karena efek disoxia (keadaan dimana jaringan tidak dapat menggunakan secara menyeluruh dari oksigen yang tersedia). (Triyana, et. al 2007)





Gambar 2.6 Kolom Stratigrafi Lapangan “TG” (Widjonarko, 1990)



Gambar 2.7 Kolom Stratigrafii Lapangan “TG” (Widjonarko, 1990)

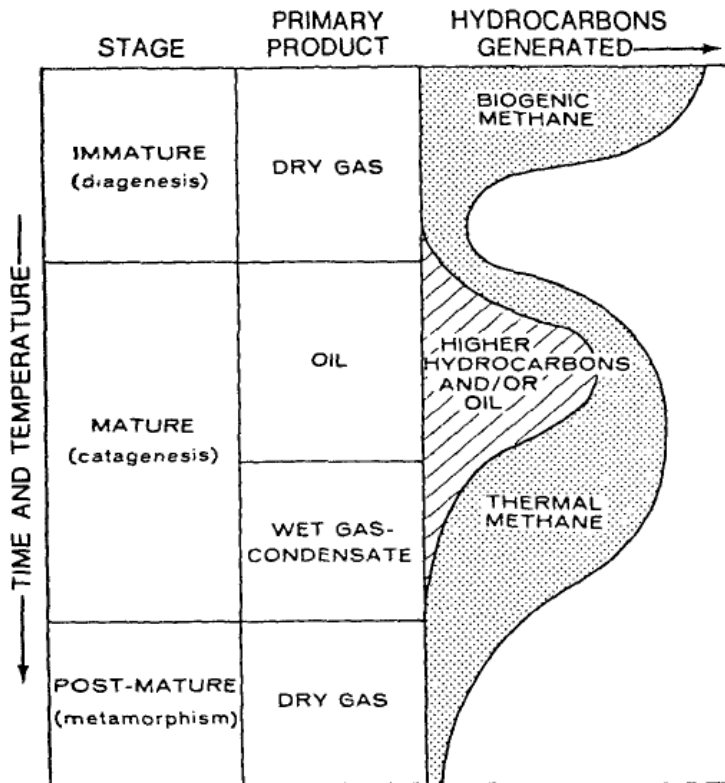
### **2.3. Gas Biogenik**

Gas biogenik merupakan gas yang dihasilkan dari dekomposisi material organik oleh mikroorganisme anaerob pada suhu yang rendah. Gas biogenik sangat penting sebagai target eksplorasi karena gas ini terjadi secara geologi dapat diprediksi keadaannya, tersebar luas, serta memiliki jumlah yang banyak pada kedalaman yang dangkal.

Proses awal pembentukan gas biogenik ini sering terjadi di rawa, namun juga dapat terbentuk secara massal sehingga menghasilkan konsentrasi biogas alam yang cukup besar. Gas ini dapat ditambang seperti mengambil gas alam biasa. Namun komponen utamanya metana. Gas ini sering disebut juga sebagai gas metana.

Gas biogenik dihasilkan selama proses dekomposisi material organik oleh mikroorganisme. Pada kondisi saat ini, pembentukan metana biogenik dikendalikan oleh fisiologis tertentu dan batasan ekologis. Pertama, produksi metana oleh mikroorganisme bersifat anaerob dan tidak dapat mentolerir sedikitpun oksigen. Mikroba penghasil metana ini dikenal sebagai arkeabakteri metanogenik. Kedua, metana biogenik tidak terakumulasi dalam jumlah yang signifikan apabila berada dalam pelarut sulfat dengan konsentrasi tinggi. Hal tersebut dapat membatasi produksi metana oleh aktivitas mikroorganisme pada suatu lingkungan tertentu.

Produksi metana dapat ditemukan dengan mudah pada daerah rawa-rawa karena dekat dengan permukaan dan gelembung gas dapat dikeluarkan dari material sedimen. Metana yang dihasilkan pada daerah ini pertama-tama akan terikat dalam air pori. Jika konsentrasi metana dalam air pori sudah lewat jenuh, maka metana akan dapat bermigrasi sebagai gas bebas. Migrasi metana sebagai gas bebas ditentukan oleh permeabilitas dari sedimen tempat pembentukannya yang biasanya merupakan sedimen berukuran halus, seperti lempung dan batulempung. Migrasi metana ke zona reduksi sulfat akan menyebabkan teroksidasinya sebagian besar metana sebelum dapat terlepas ke kolom air (Rice dan Claypool, 1981). Meskipun diketahui bahwa zona reduksi sulfat merupakan tempat terjadinya oksidasi metana.

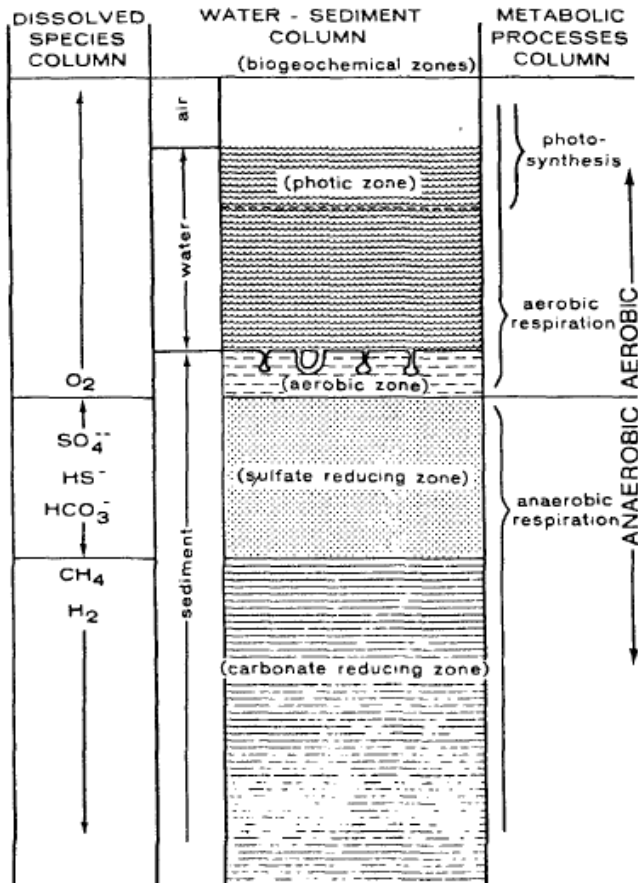


Gambar 2.8 Diagram yang menunjukkan perkembangan hidrokarbon seiring dengan peningkatan temperatur dan waktu

### 2.3.1. Proses Pembentukan Gas Metana

Akumulasi sedimen laut yang cepat dapat menyebabkan terjadinya suksesi ekosistem dari mikroba yang dapat mendukung pembentukan gas biogenik. Setelah oksigen dikonsumsi oleh bakteri aerob, reduksi sulfat menjadi dominan. Pembentukan dan akumulasi gas metan (metana) menjadi dominan hanya setelah sulfat yang ada dalam air pori dalam sedimen habis atau menghilang. Mekanisme paling penting dalam pembentukan gas metan dalam sedimen laut yaitu reduksi  $\text{CO}_2$  oleh hidrogen yang dihasilkan oleh proses oksidasi secara anaerob pada

material organik.  $\text{CO}_2$  adalah hasil dari metabolisme dekarboksilasi atau dekarboksilasi kimia pada suhu yang sedikit lebih tinggi. Faktor yang mengontrol tingkat produksi metana setelah pengendapan sedimen yaitu lingkungan yang bersifat tidak teroksidasi (anoxic), lingkungan yang kekurangan sulfat, suhu rendah, ketersediaan material organik, dan ruang yang cukup.



Gambar 2.9 Penampang suksesi ekosistem mikrobial pada lingkungan laut terbuka

Pada sedimen laut, kebanyakan pembentukan gas biogenik dapat dipertahankan kelarutannya dalam air pori dikarenakan kelarutan metana yang tertinggi pada saat tekanan hidrostatik yang tinggi akibat berat kolom air di atasnya. Pada kondisi tekanan tinggi dan suhu rendah gas biogenik dapat bergabung atau menyatu dengan air untuk membentuk gas hidrat (Rice dan Claypool, 1981).

### **2.3.2. *Faktor-Faktor Pembentukan Gas Biogenik***

Pembentukan gas biogenik metana dapat dikontrol oleh beberapa faktor yang harus dipenuhi (Rice dan Claypool, 1981) seperti:

- Lingkungan yang tidak teroksidasi (anoxic)
- Lingkungan ini terbentuk akibat adanya mikroorganisme metanogenik yang bersifat anaerob dan tidak dapat mentolerir kehadiran oksigen.
- Lingkungan yang kekurangan sulfat
- Lingkungan ini merupakan tempat dimana konsentrasi sulfat dalam air sangat rendah seperti air payau atau air tawar (fresh water) sehingga produksi metana dapat dimulai setelah oksigen habis atau menghilang. Bagaimanapun, pada lingkungan laut, sulfat harus dikurangi jumlahnya sebelum pembentukan metana terjadi.
- Temperatur
- Pembentukan metana atau metana oleh mikroorganisme dapat terjadi pada kedalaman yang memiliki temperatur antara 0-75o C. Karena pada temperatur tersebut bakteri metanogenik (*Methanobacterium thermoautotrophicus*) dapat tumbuh secara maksimum.
- Kehadiran material organik
- Material organik sangat dibutuhkan untuk proses metanogenesis dan untuk mendukung proses metabolisme. Besar minimum material organik yang dibutuhkan dalam pembentukan metana yaitu 0,5% karbon organik yang terkandung dalam suatu endapan sedimen laut. Material organik ini biasanya terkumpul dalam batuan sedimen berbutir halus.

- Ruang
- Ruang minimum yang dibutuhkan untuk bakteri dalam menjalankan fungsinya biasanya pada sedimen halus yang memiliki ukuran pori sekitar 1-3 nm.

### **2.3.3. *Karakteristik Gas Biogenik***

Gas biogenik dapat dibedakan dari gas termogenik melalui komposisi kimianya dan komposisi isotopnya. Gas biogenik hampir seluruhnya terdiri atas metana, kadarnya di atas 98% dari keseluruhan gas. Sedikitnya kandungan hidrokarbon berat menunjukkan pembentukan gas biogenik terjadi pada lingkungan yang memiliki temperatur rendah kalau dibandingkan dengan sistem termogenik.

Pada gas biogenik kandungan isotop karbon ringan  $^{18}\text{C}$  yang tinggi akibat ada fraksinasi selama pembentukannya oleh mikroorganisme, nilai isotop  $^{18}\text{C}$  pada biogenik gas lebih dari ~55 ppt.

Agar lebih yakin dapat digunakan pertimbangan latar geologi dari suatu wilayah. Seperti yang diketahui pembentukan gas biogenik ini terjadi pada lingkungan anoksik yang memiliki cukup kandungan material organik. Tempat yang memenuhi kriteria ini misalnya rawa-rawa, dasar danau, dasar laguna, singkatnya daerah perairan yang memiliki sirkulasi air buruk. Gas biogenik dapat ditemukan pada batuan yang berumur Kapur dan batuan yang lebih muda pada kedalaman kurang dari 3350 meter (Rice dan Claypool, 1981).

## **2.4. Konsep Dasar Analisa Petrofisika**

Analisa petrofisika merupakan suatu evaluasi rekaman logging sumur – sumur eksplorasi untuk mendapatkan litologi dan sifat – sifat petrofisik batuan, seperti saturasi air, besar porositas batuan, kandungan lempung, dan permeabilitas. Sifat – sifat batuan ini diperoleh dari rekaman sifat kelistrikan batuan, tingkat radiasi batuan, kemampuan penyaluran gelombang, dan kerapatan atom – atom penyusun batuan. Dengan pengetahuan mengenai litologi dan sifat – sifat petrofisik batuan, dapat ditentukan interval kedalaman yang merupakan zona reservoir, dan zona produktif. Selain itu, dapat ditentukan pula banyaknya hidrokarbon yang terkandung sesuai dengan kondisi kedalaman dimana hidrokarbon tersebut berada.

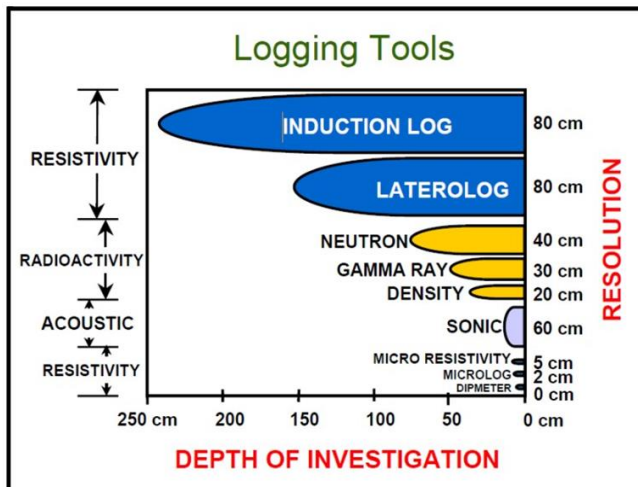
Tujuan utama dari analisa petrofisika adalah mengidentifikasi reservoir, perkiraan cadangan hidrokarbon, dan perkiraan perolehan hidrokarbon. Pengukuran pada lubang bor dapat digolongkan menjadi 4 kategori (Harsono, 1997):

- Log operasi pemboran (log lumpur (mud logs), MWD, dan LWD (Logging While Drilling))
- Analisa batu inti
- Log sumur dengan kabel
- Uji produksi kandungan lapisan

#### 2.4.1. Koreksi Log

Logging merupakan metode pengukuran besaran-besaran fisik batuan reservoir terhadap kedalaman lubang bor. Sesuai dengan tujuan logging yaitu menentukan besaran-besaran fisik batuan reservoir (porositas, saturasi air formasi, ketebalan formasi produktif, litologi batuan) maka dasar dari logging adalah sifat-sifat fisik atau petrofisik yaitu sifat listrik, sifat radioaktif, dll (Riyan, 2012).

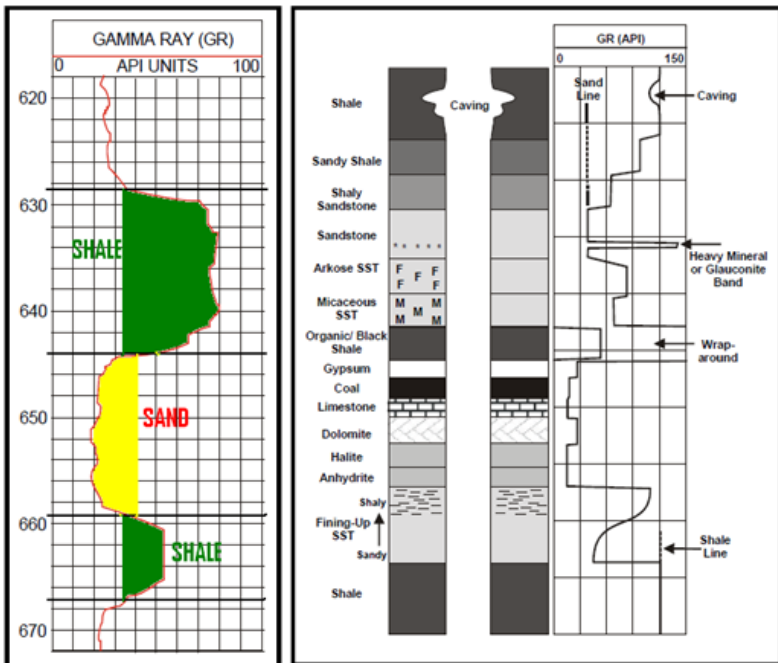
Log adalah suatu grafik kedalaman atau waktu dari satu set data yang menunjukkan parameter yang diukur secara berkesinambungan di dalam sebuah sumur (Harsono, 1997). Kurva log mampu memberikan informasi tentang sifat-sifat batuan dan fluida pada kondisi yang sesungguhnya di dalam sumur.



Gambar 2.10 Jenis-jenis wireline log (Torres-Ferdin, 2002)

#### 2.4.1.1. Log Sinar Gamma

Log gamma ray (GR) merupakan salah satu aplikasi dari log radioaktif. Prinsip dasar log gamma ray yaitu melakukan pengukuran tingkat radioaktivitas alami bumi. Log gamma ray berfungsi untuk mendeskripsikan suatu batuan yang berpotensi sebagai reservoir atau tidak serta memisahkan batuan permeabel dan shale yang impermeabel. Unsur radioaktif pada umumnya banyak berada pada shale (serpih), sedangkan pada sandstone, limestone, dan dolomit sangat sedikit jumlahnya kecuali pada batuan tersebut terendapkan mineral-mineral yang mengandung unsur radioaktif. Sehingga log ini sangat efektif digunakan untuk melakukan evaluasi formasi pada lingkungan pengendapan *fluvial deltaic* yang sistem per lapisannya terdiri dari *sandstone* atau *shale* (Zain, 2012). Contoh log gamma ray terdapat pada gambar di bawah.



Gambar 2.11 Contoh analisa log gamma ray efek perbedaan litologi (Glover, 2007)

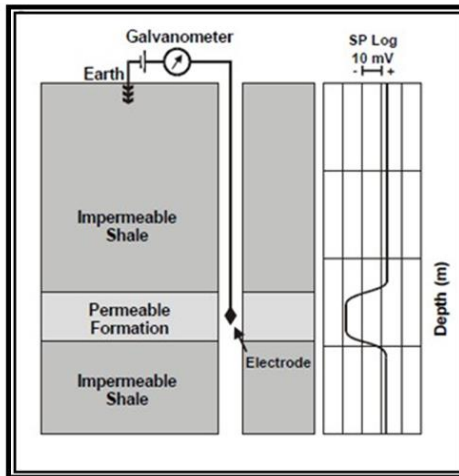


Karena kemampuannya yang mampu memisahkan *shale* dari lapisan permeabel, log gamma ray dapat digunakan untuk mengukur kandungan *shale* dalam lapisan batuan. Selain itu dapat pula digunakan untuk *well to well correlation* dan penentuan *sequence boundary* dengan cara mengidentifikasi *Maximum Flooding Surface* (MFS). Log gamma ray sendiri memiliki satuan API (American Petroleum Institute) yang biasanya dalam skala 0-150 dari kiri ke kanan. Bila mengandung banyak organic rich shale maka ditulis 0-200 API.

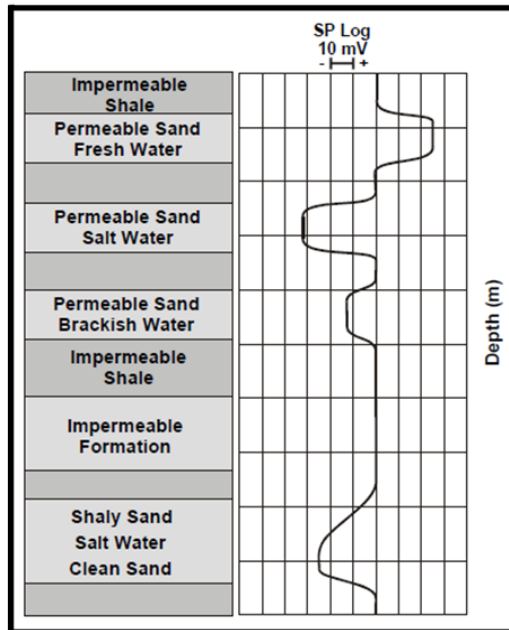
#### **2.4.1.2. Log Spontaneous Potential**

Prinsip pengukuran log spontaneous potential (SP) adalah merekam beda potensial antara elektroda yang ada di permukaan dengan elektroda yang berada di dalam lubang bor. Satuan log SP adalah milivolt (mV). Log SP berguna untuk mengidentifikasi lapisan permeabel bersama log GR, mencari batas lapisan permeabel dan korelasi antar sumur berdasarkan batas lapisan, menentukan resistivitas air formasi ( $R_w$ ), dan memberikan analisa kuantitatif kandungan shale (Harsono, 1997).

SP dapat direkam bila menggunakan lumpur konduktif pada lubang bor untuk menghantarkan arus listrik antara elektroda di alat dan formasi batuan. Bila filtrasi lumpur yang digunakan sama dengan salinitas air formasi, maka penyimpangan kurva SP tidak terlalu besar terhadap garis dasar serpih (shale base line). Garis dasar serpih adalah yang mengindikasikan lapisan shale. Saat kurva SP berada di lapisan permeabel, kurva SP akan menyimpang ke kanan atau ke kiri sesuai filtrasi lumpur dan salinitas air formasi. Bila filtrasi lumpur lebih besar dari salinitas air formasi, kurva akan menyimpang ke kanan (SP positif) dan bila kebalikannya maka kurva akan menyimpang ke kiri (SP negatif). Konfigurasi log SP dan respon umum log SP terdapat pada gambar di bawah.



Gambar 2.12 Konfigurasi alat log SP (Glover, 2007)

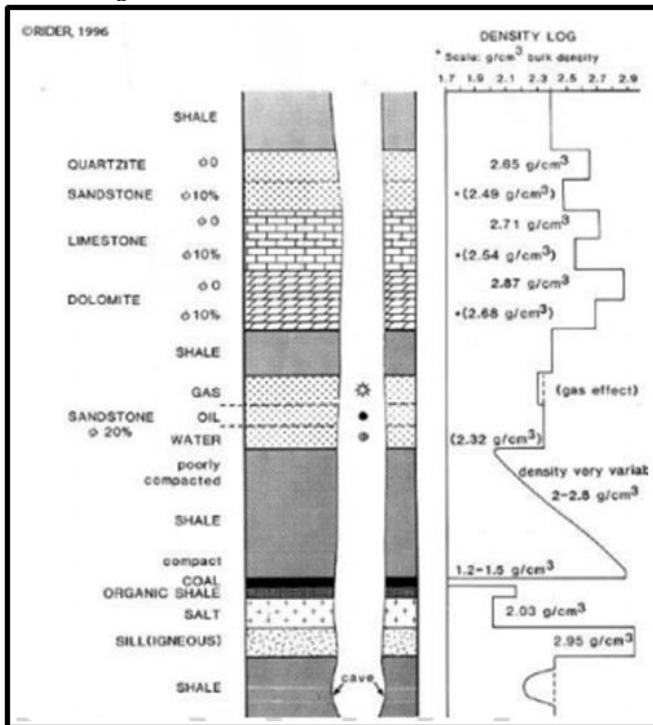


Gambar 2.13 Respon umum kurva log SP (Glover, 2007)

Kemiringan log SP di setiap kedalaman akan sebanding dengan intensitas arus SP dalam lumpur pada kedalaman tersebut. Intensitas arus SP akan maksimum pada batas – batas formasi permeabel sehingga pada batas – batas permeabel tersebut akan terjadi kemiringan log SP yang maksimum pula. Bentuk serta besar kemiringan dari log SP di tentukan oleh faktor – faktor berikut :

1. Ketebalan formasi
2. Resitivitas formasi dan formasi – formasi yang berdekatan
3. Resistivitas lumpur
4. Diameter lubang bor
5. Kedalam zona rembesan

#### 2.4.1.3. Log Densitas



Gambar 2.14 Respon log densitas di berbagai litologi (Glover, 2007)

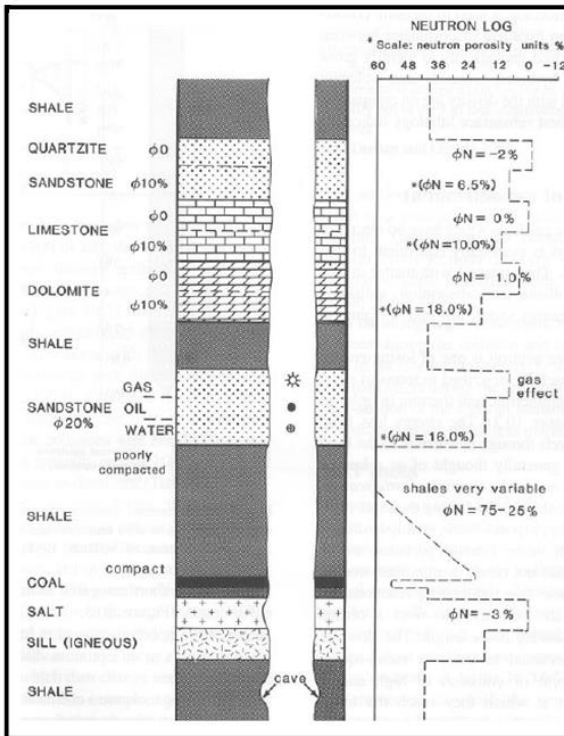
Log densitas merupakan salah satu log porositas. Prinsip kerja log densitas ini dengan memanfaatkan teori fotolistrik menggunakan sumber radioaktif berupa gamma ray. Sinar gamma ray sebagai foton dipancarkan ke dalam formasi kemudian menumbuk elektron. Semula energi foton cukup besar, saat menumbuk elektron, energi tersebut berkurang karena diserap oleh elektron tersebut untuk melepaskan diri menjadi elektron bebas. Energi yang tersisa membuat foton terus menumbuk elektron lain dalam proses yang sama. Oleh karena itu elektron bebas akan semakin banyak dan elektron-elektron tersebut terdeteksi oleh alat densitas. Jumlah elektron yang diserap detektor secara tidak langsung menunjukkan besarnya densitas formasi. (Zain, 2012)

Tanggapan log densitas berupa densitas bulk atau densitas keseluruhan formasi termasuk matriks, fluida, atau mineral yang terkandung di dalamnya. Untuk mendapatkan nilai porositas, nilai densitas bulk harus dikonversi ke dalam porositas untuk mengetahui kondisi litologi dan keberadaan fluida.

#### ***2.4.1.4. Log Neutron***

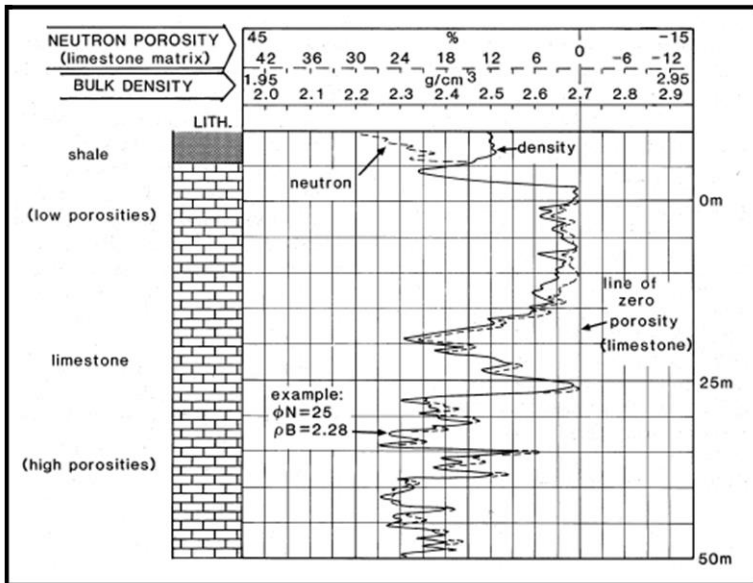
Log neutron merupakan salah satu log porositas bersama densitas dan sonik. Log ini termasuk ke dalam salah satu log radioaktif. Pengukuran log neutron dengan cara memancarkan neutron secara kontinu ke dalam formasi batuan. Alat log neutron disebut dengan CNT (Compensated Neutron Tool) atau CNL (Compensated Neutron Log).

Prinsip kerja dari alat log neutron ini adalah dengan memanfaatkan tumbukan elastis. Alat CNT/CNL memancarkan neutron ke dalam formasi secara kontinu. Dengan energi awal yang besar, maka neutron akan kehilangan energinya seiring bertumbuknya neutron tersebut dengan atom hidrogen pada formasi. Saat neutron sudah kehilangan energinya, akhirnya neutron tertangkap oleh detektor. Tanggapan alat neutron mencerminkan banyaknya keberadaan atom hidrogen, bukan mengukur banyaknya hidrokarbon. Semakin sering/banyak neutron mengalami tumbukan, dikarenakan semakin banyaknya atom hidrogen di dalam suatu formasi. Oleh karena itu tanggapan log neutron menunjukkan nilai tinggi. Dengan kata lain, keberadaan atom hidrogen ini berhubungan langsung dengan porositas batuan.



Gambar 2.15 Tanggapan log neutron pada beberapa kondisi litologi (Glover, 2007)

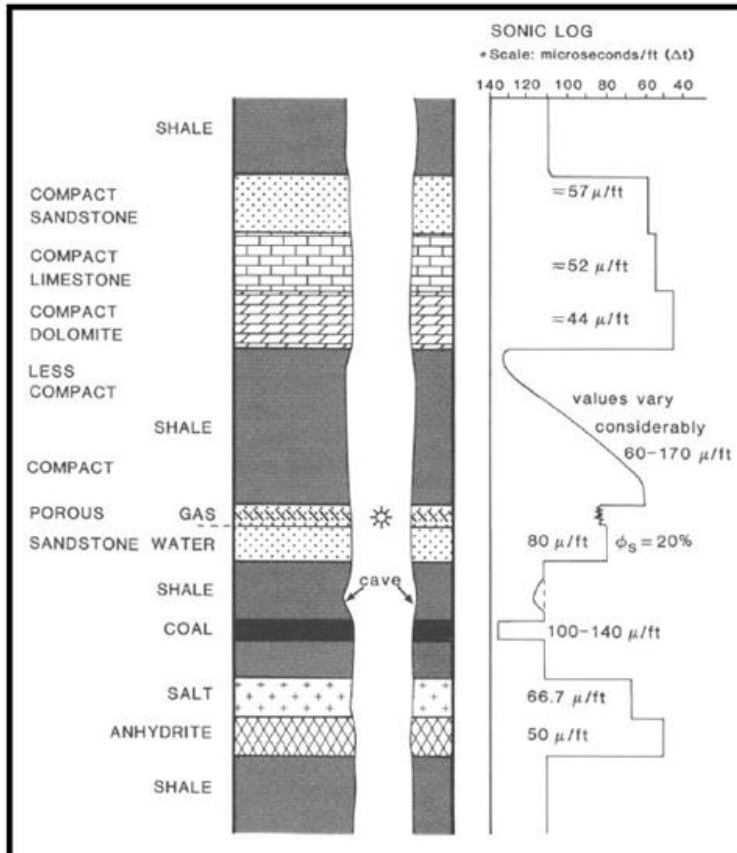
Gas memiliki konsentrasi hidrogen yang rendah, dengan demikian neutron akan memberikan respon porositas yang rendah pula. Pada air dan minyak, jumlah atom hidrogennya hampir sama, tapi lebih banyak dari gas sehingga tidak terlihat adanya *crossover*. (Zain, 2012)



Gambar 2.16 Respon kombinasi log densitas – neutron (Glover, 2007)

#### 2.4.1.5. Log Sonic

Log porositas yang terakhir ini adalah log porositas yang mengukur waktu tempuh (travel time) gelombang akustik di dalam formasi batuan pada jarak tertentu. Selain mencari porositas batuan dan identifikasi batuan, log sonik berguna sebagai informasi utama korelasi dan kalibrasi data log dengan seismik. Dalam proses well-seismic tie dibutuhkan data sonik sebagai fungsi dari impedansi akustik yang kemudian digunakan untuk pembuatan sintetik seismogram. Log sonik ini memiliki besaran  $\mu\text{s/ft}$  atau  $\mu\text{s/m}$  dengan skala 140-40  $\mu\text{s/ft}$  (Zain, 2012).



Gambar 2.17 Respon log sonik di tiap litologi (Glover, 2007)

#### 2.4.1.6. Log Tahanan Jenis

Resistivity log adalah metoda untuk mengukur sifat batuan dan fluida pori seperti minyak, air, dan gas disepanjang lubang bor dengan mengukur sifat tahanan kelistrikannya. Besaran resistivitas batuan dideskripsikan dengan Ohm Meter, dan biasanya dibuat dalam skala logarithmic dengan nilai antara 0.2 sampai dengan 2000 Ohm Meter. Metoda resistivity logging ini dilakukan karena pada hakekatnya batuan,

fluida dan hidrokarbon di dalam bumi memiliki nilai resistivitas tertentu (Riyan, 2012).

Log *resistivity* bertujuan untuk mengukur sifat resistivitas listrik dari batuan formasi. Besaran resistivitas batuan dideskripsikan dalam satuan Ohmmeter, dan ditampilkan dalam skala logaritmik dengan nilai antara 0.2 – 2000 Ohmmeter. Log *resistivity* dapat digunakan untuk :

- a. Interpretasi pintas untuk mendeteksi hidrokarbon dan gas
- b. Menentukan nilai saturasi air ( $S_w$ )
- c. Menentukan diameter rembesan
- d. Menentukan resistivitas air formasi ( $R_w$ )

#### **2.4.2. Perhitungan Properti Reservoir**

##### **2.4.2.1. Kandungan Shale**

Shale atau lempung merupakan salah satu batuan paling penting di dalam analisis log. Selain efek porositas dan permeabelitasnya, shale mempunyai sifat kelistrikan tersendiri yang memberikan pengaruh besar pada penentuan saturasi fluida (Schlumberger, 1989).

Sebagaimana diketahui persamaan Archie yang menghubungkan resistivitas batuan dengan saturasi air mengasumsikan bahwa air formasi merupakan satu-satunya material konduktif di dalam formasi (Schlumberger, 1989). Kehadiran material konduktif lainnya (misalnya shale) menyebabkan persamaan Archie harus dimodifikasi sehingga perlu dikembangkan persamaan baru yang menghubungkan antara resistivitas batuan dengan saturasi air pada formasi shale (Schlumberger, 1989). Kehadiran shale juga menyebabkan definisi atau konsep porositas batuan menjadi lebih kompleks. Lapisan yang mengikat air pada partikel shale dapat merepresentasikan jumlah porositas yang sangat signifikan (Schlumberger, 1989). Meskipun demikian, porositas tersebut tidak bisa menjadi reservoir hidrokarbon. Jadi, shale dapat mempunyai porositas total yang besar namun porositas efektifnya sangat rendah sehingga tidak berpotensi menjadi reservoir hidrokarbon (Schlumberger, 1989). Efek kehadiran shale terhadap pembacaan log bergantung pada jumlah shale-nya dan sifat fisiknya (Schlumberger, 1989). Hal tersebut juga dipengaruhi oleh bagaimana pendistribusian shale di dalam formasi.

Secara praktis, perhitungan kandungan shale diasumsikan sama dengan indeks gamma ray (IGR). Indeks gamma ray didapat melalui perhitungan:

$$I_{GR} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (2.3)$$



dimana :

$GR_{log}$  = pembacaan log gamma ray pada kedalaman formasi.

$GR_{min}$  = pembacaan minimum log gamma ray (umumnya pada formasi bersih)

$GR_{max}$  = pembacaan maksimum log gamma ray (umumnya pada formasi lempung)

#### **2.4.2.2. Porositas**

Porositas didefinisikan sebagai perbandingan antara volume batuan yang tidak terisi oleh padatan terhadap volume batuan secara keseluruhan. Berdasarkan sifat batuan reservoir maka porositas dibagi menjadi dua yaitu porositas efektif dan porositas absolut. Porositas efektif yaitu perbandingan volume pori-pori yang saling berhubungan terhadap volume batuan secara keseluruhan. Porositas absolut adalah perbandingan volume pori-pori total tanpa memandang saling berhubungan atau tidak, terhadap volume batuan secara keseluruhan.

Pori merupakan ruang di dalam batuan; yang selalu terisi oleh fluida, seperti udara, air tawar/asin, minyak atau gas bumi. Porositas suatu batuan sangat penting dalam eksplorasi dan eksploitasi baik dalam bidang perminyakan maupun dalam bidang air tanah. Hal ini karena porositas merupakan variabel utama untuk menentukan besarnya cadangan fluida yang terdapat dalam suatu massa batuan.

Porositas batupasir dihasilkan dari sekumpulan proses-proses geologi yang berpengaruh terhadap proses sedimentasi. Proses-proses ini dapat dibagi menjadi 2 kelompok, yaitu proses pada saat pengendapan dan proses setelah pengendapan. Kontrol pada saat pengendapan menyangkut tekstur batupasir (ukuran butir dan sortasi). Proses setelah pengendapan yang berpengaruh terhadap porositas diakibatkan oleh pengaruh fisika dan kimia, yang merupakan fungsi dari temperatur, tekanan efektif dan waktu (Bloch, 1991).

Hubungan antara densitas batuan sebenarnya dengan porositas dan lithology batuan dapat dinyatakan dalam persamaan berikut:

$$\Phi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (2.4)$$

dimana:

$\rho_{ma}$  : Densitas matrik batuan, gr/cc

$\rho_b$  : Densitas batuan (dari hasil pembacaan log), gr/cc

$\rho_f$  : Densitas fluida rata-rata, gr/cc (1 untuk fresh water, 1.1 untuk salt water)

$\Phi_D$  : Porositas dari density log

Dan untuk menghitung porositas sonic dari pembacaan log  $\Delta t$  harus terdapat hubungan antara transit time dengan porositas. Wyllie mengajukan persamaan waktu rata-rata yang merupakan hubungan linier antara waktu dan porositas (Harsono, 1997). Persamaan tersebut dapat dilihat dibawah ini:

$$\Phi_S = \frac{\Delta t_{log} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \quad (2.4)$$

dimana:

$\Delta t_{log}$  : Transite time yang dibaca dari log,  $\mu\text{sec}/\text{ft}$

$\Delta t_f$  : Transite time fluida,  $\mu\text{sec}/\text{ft}$  (189  $\mu\text{sec}/\text{ft}$  untuk air dengan kecepatan 5300 ft/sec)

$\Delta t_{ma}$  : Transite time matriks batuan,  $\mu\text{sec}/\text{ft}$

$\Phi_S$  : Porositas dari sonic log

#### 2.4.2.3. Resistivitas Formasi

Evaluasi formasi batuan adalah suatu proses analisis ciri dan sifat batuan di bawah tanah dengan menggunakan hasil pengukuran lubang sumur (Harsono, 1997). Evaluasi formasi membutuhkan berbagai macam pengukuran dan analisis yang saling melengkapi satu sama lain. Tujuan utama dari evaluasi formasi adalah untuk mengidentifikasi reservoir, memperkirakan cadangan hidrokarbon, dan memperkirakan perolehan hidrokarbon (Harsono, 1997).

$$Ro = F \times Rw \quad (2.5)$$

dimana:

F : Faktor formasi.

Ro : Tahanan formasi dengan saturasi air formasi 100 %.

Rw : Tahanan air garam (air formasi).

Hubungan antara tahanan formasi, porositas dan faktor sementasi dikemukakan oleh G.E. Archie dan Humble sebagai berikut:

$$1. \text{ Persamaan Archie } : F = \Phi^{-m} \quad (2.6)$$

$$2. \text{ Persamaan Humble } : F = 0,62 \times \Phi^{-2} \quad (2.7)$$

dimana:

- F : Faktor formasi.
- m : Faktor sementasi batuan.
- $\Phi$  : Porositas.

#### **2.4.2.4. Saturasi Air**

Saturasi air merupakan fraksi (atau persentase) volume pori dari batuan reservoir yang terisi oleh air (Schlumberger,1989). Selama ini terdapat asumsi umum bahwa volume pori yang tidak terisi oleh air berarti terisi oleh hidrokarbon (Schlumberger,1989). Mendeterminasi saturasi air dan hidrokarbon merupakan salah satu tujuan dasar dari *well logging*.

Semua determinasi saturasi air dari log resistivitas pada formasi bersih dengan porositas intergranular yang homogen didasarkan pada persamaan Archie atau turunannya (Schlumberger,1989). Saturasi air adalah tingkat kejenuhan air yang berada pada porositas batuan, dapat dicari dengan persamaan sebagai berikut:

$$S_w = \left( \frac{1}{\Phi^m} \times \frac{R_w}{R_t} \right)^{\frac{1}{n}} \quad (2.8)$$

Atau

$$S_w = \left( F \times \left( \frac{R_w}{R_t} \right) \right)^{\frac{1}{n}} \quad (2.9)$$

Keterangan :

- n : Saturasi Eksponen
- a : Panjang Alur/Faktor Tortuosity
- F : Faktor Resistivitas Formasi
- R<sub>w</sub> : Resistivitas Air Formasi
- $\Phi$  : Porositas Total
- m : Faktor Sementasi
- R<sub>t</sub> : Resistivitas batuan sebenarnya (*Dibaca pada log resistivity*)

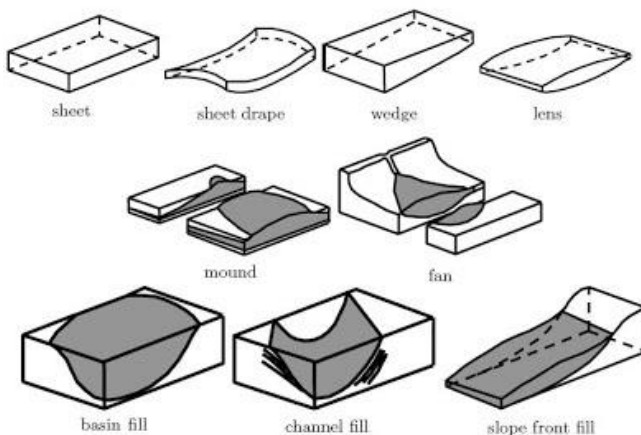
#### **2.4.3. Lumping**

Untuk proses deskripsi reservoir lebih lanjut, diperlukan suatu teknik deskripsi dari data log yang lebih sederhana. Teknik ini dinamakan

lumping atau pembungkalan. Maksud kata pembungkalan disini, memiliki arti nilai kumulatif parameter petrofisika yang terdapat pada sumur – sumur eksplorasi. Nilai kumulatif merupakan jumlah dari parameter tertentu pada setiap kedalaman cuplikan (sampling) dikalikan dengan nilai interval sampling. Nilai interval tergantung pada nilai penggal yang digunakan. Dalam tugas akhir ini digunakan nilai penggal Sw, kandungan lempung, dan porositas. Nilai penggal ini berfungsi untuk menghilangkan bagian sumur yang dianggap tidak produktif sehingga didapatkan zona *net reservoir* dan *net – pay*.

## 2.5. Seismik Fasies

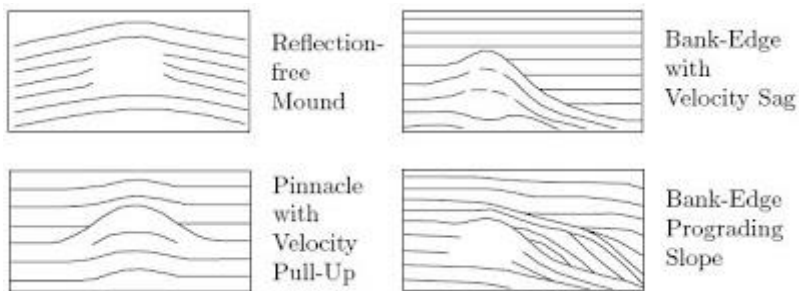
Fasies adalah bodi batuan yang merupakan karakter dari kombinasi litologi, fisik dan biologis yang menunjukkan aspek yang berbeda dari bodi bagian atas, bawah, maupun secara lateral yang berdekatan. (Walker, 2006).



Gambar 2.18 Bentuk Eksternal Benda Geologi (Ensiklopediseismik, 2008)

Hidrokarbon (minyak dan gas) terdapat di dalam batuan sediment yang terbentuk dalam berbagai lingkungan pengendapan seperti channel sungai, sistem delta, kipas bawah laut (submarine fan), carbonate mound, dan reef. Batuan sedimen yang terbentuk pada berbagai lingkungan pengendapan tersebut dikenal dengan benda geologi.

Gelombang seismik yang menembus dan terefleksikan kembali ke permukaan akan memberikan gambaran bentuk eksternal dan tekstur internal dari benda-benda geologi tersebut. Analisis bentuk eksternal dan tekstur internal benda geologi dari penampang rekaman seismik dikenal dengan analisa fasies seismik atau seismic facies analysis. Terdapat 8 jenis bentuk eksternal benda geologi: sheet, sheet drape, wedge, bank, lens, mound, fan dan fill.



Gambar 2.19 Tekstur Karbonat (Ensiklopediseismik, 2008)

- Reflection free Mound: patch reef atau pinnacle reef; strata menunjukkan sedimen miring yang lebih terkompaksi (mungkin shale).
- Pinnacle with Velocity Pull-Up: patch reef atau pinnacle reef, dengan pertumbuhan beberapa tahap (multi stage), mungkin cukup poros.
- Bank-Edge with Velocity Sag: Shelf edge reef dengan porositas yang sangat bagus, sediment penutupnya mungkin carbonate prone.
- Bank-Edge Prograding Slope: shelf edge reef yang bertumpuk, tertutup oleh klastik, mengalami perubahan suplai sediment.

## 2.6. Atribut Instantaneous Frekuensi

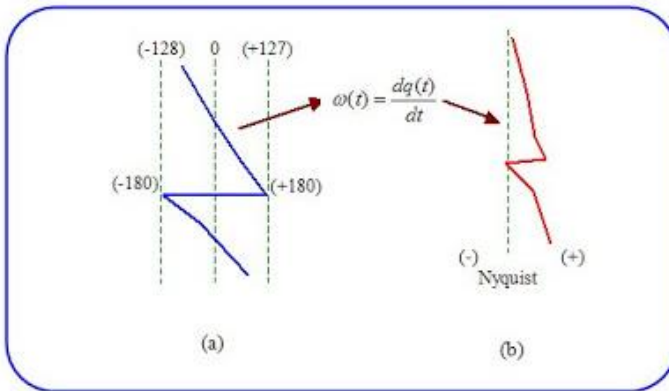
Instantaneous Frequency merupakan turunan fasa terhadap waktu (dt). Frekuensi Sesaat memiliki rentang frekuensi dari (–) Frekuensi Nyquist sampai (+) Frekuensi Nyquist, tetapi sebagian besar Frekuensi Sesaat bernilai positif.

Frekuensi Sesaat memberikan informasi tentang perilaku gelombang seismik yang mempengaruhi perubahan frekuensi seperti efek absorpsi, rekahan, dan ketebalan sistem pengendapan. Atenuasi gelombang seismik ketika melewati reservoir gas dapat dideteksi sebagai penurunan

frekuensi, fenomena ini lebih dikenal dengan ‘low frequency shadow’. Hilangnya frekuensi tinggi menunjukkan daerah overpressure

$$\omega(t) = \frac{dq(t)}{dt} \quad (2.10)$$

White (1991) menyebutkan bahwa adanya nilai negatif dalam instantaneous frekuensi menunjukkan bahwa kuantitas instantaneous frekuensi bukanlah frekuensi dalam arti cycle per satuan waktu. Akan tetapi instantaneous frekuensi disini merupakan sebuah atribut yang merupakan turunan dari instantaneous phase. Lihatlah komponen instantaneous phase sendiri memiliki nilai negatif dan positif sehingga turunannya pun akan demikian.

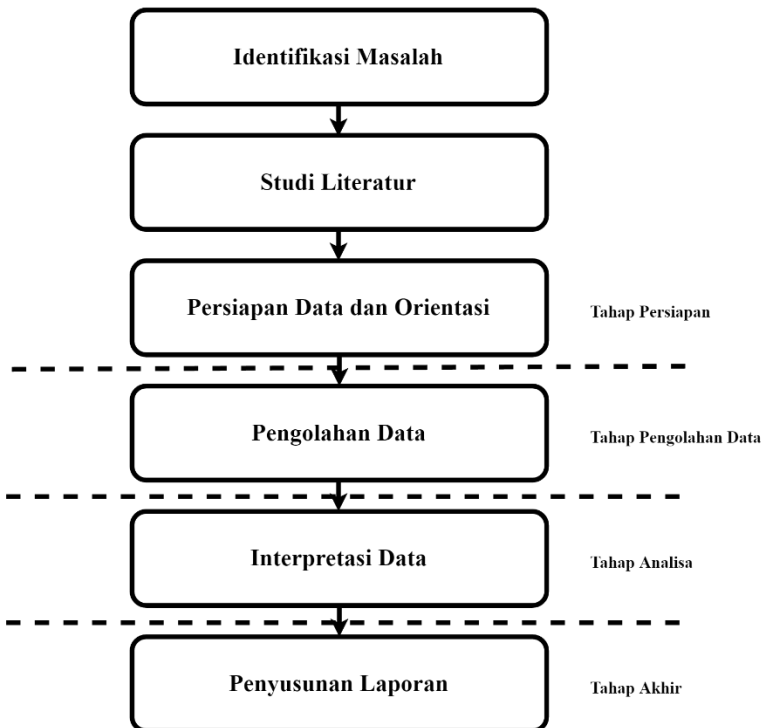


Gambar 2.20 (b) Frekuensi Sesaat (a) sebagai turunan pertama Fasa Sesaat (Ensiklopediseismik, 2008)

HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN

## **BAB III METODOLOGI PENELITIAN**

Metode yang dipergunakan dalam penelitian ini merupakan metode gabungan, yang menyatukan antara studi pustaka yang penulis lakukan dengan data-data yang diperoleh dari lokasi penelitian. Berikut adalah diagram alir yang menjelaskan metode umum yang akan digunakan:



Gambar 3.1 Flowchart Keseluruhan Metodologi Penelitian

### **3.1. Tahap Persiapan**

#### **3.1.1. Identifikasi Masalah**

Permasalahan yang diidentifikasi ialah bagaimana cara melakukan pemodelan facies pada reservoir gas biogenic menggunakan data-data seismic dan well log. Kemudian permasalahan lainnya yaitu bagaimana



membedakan karakteristik reservoir pada gas biogenic dan gas konvensional. Sehingga dengan begitu bisa dilakukan penentuan latar belakang, tujuan, masalah dan batasan masalah.

### **3.1.2. Studi Literatur**

Digunakan untuk memberi acuan bagi penyelesaian permasalahan yang ada. Pada tahap ini peneliti mencari, mengumpulkan dan mempelajari literatur yang berkaitan dengan penelitian ini, yang nantinya dapat dipergunakan sebagai acuan dan kerangka berpikir bagi perancangan dan pengembangan penelitian. Dari hasil pencarian studi literatur tersebut maka bisa dilakukan penentuan dasar teori.

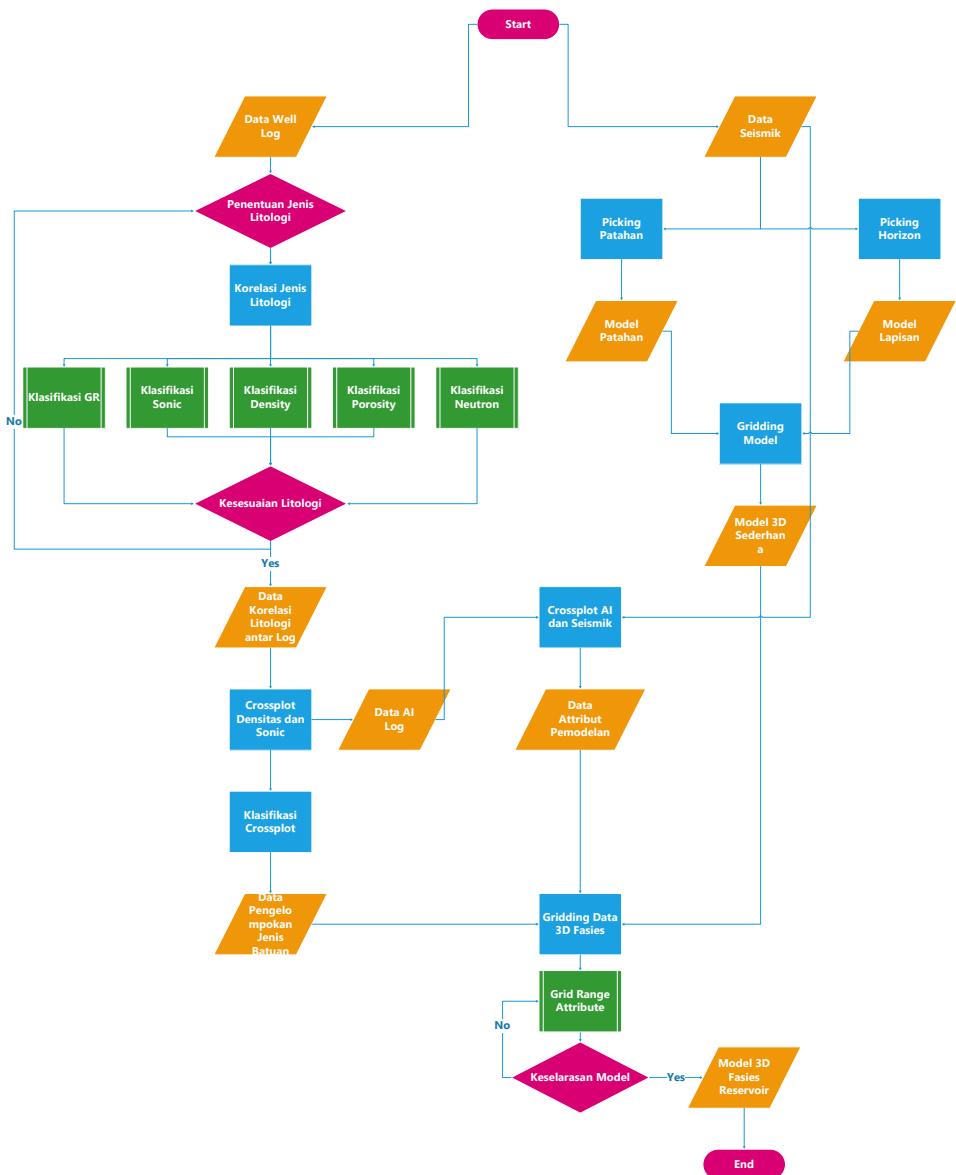
### **3.1.3. Persiapan Data dan Orientasi**

Persiapan data dimaksudkan untuk mengidentifikasi data yang akan digunakan melalui pendekatan geofisika dan geologi serta orientasi dari P3GL untuk mengetahui pekerjaan apa saja yang akan dilakukan oleh mahasiswa. Sehingga didapat output berupa data mentah dan rencana perlakuan yang akan dilakukan terhadap data tersebut.

## **3.2. Tahap Pengolahan Data**

Data yang telah dipersiapkan diproses untuk mencapai tujuan dari penelitian ini. Adapun diagram alir dari pengolahan data tersebut dapat dilihat pada gambar di bawah.

Data pada penelitian ini diperoleh dari kantor **Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi Kelautan** Bandung yang diberikan secara langsung oleh pembimbing dari kantor. Data yang saya dapat ialah beberapa data seismik laut dan lima data sumur. Tahapan pertama dalam pengolahan yang akan dilakukan ialah mengecek informasi geometri dan keutuhan data. Kemudian memasukkan data kedalam software sesuai format satuan yang sama untuk menghindari kesalahan dalam pengolahan.



Gambar 3.2 Diagram Alir Pengolahan Data dan Analisis

### 3.2.1. Pengolahan Data Well Log

Pada data sumur, untuk analisa petrofisika dibutuhkan nilai-nilai log Gamma Ray, SP, Densitas, Neutron Porosity (NPHI), LLD dan LLS. Data log digunakan untuk menentukan lokasi reservoir, kandungan fluida dalam reservoir, dan menentukan litologi formasi. Data sumur yang didapat merupakan sumur vertikal. Namun terdapat permasalahan dalam data sumur yang kami dapat, yaitu tidak terdapatnya data tops, mud resistivity dan temperature sehingga perhitungan koreksi tidak akan benar benar mendekati nilai sebenarnya.

Tabel 3.1 Tabel Informasi Data Sumur

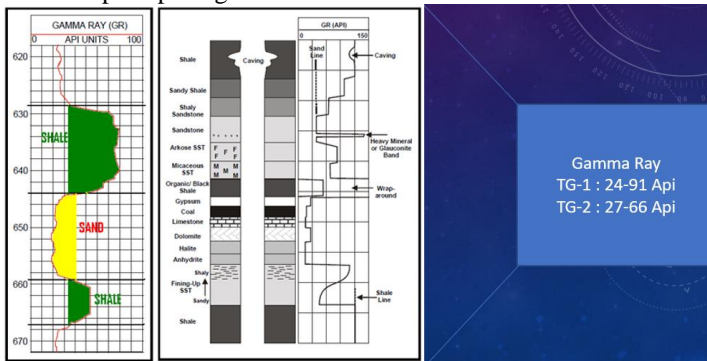
Nama Sumur	GR	Sonic	Densitas	Neutron	LLD	LLS
TG-1	√	√	√	√	√	√
TG-2	√	√	√	√	√	√

Setelah itu dilakukan proses penganalisaan data log berguna untuk penentuan top dan base reservoir pada setiap sumur. Penentuan dilakukan dengan menganalisa menggunakan bantuan data wire log, seperti Gamma Ray, Porositas, Densitas, dan lainnya. Dilakukan pula koreksi lapangan untuk didapat nilai yang sesuai dengan kondisi sebenarnya.

#### 3.2.1.1. Korelasi Litologi

##### a. Gamma Ray

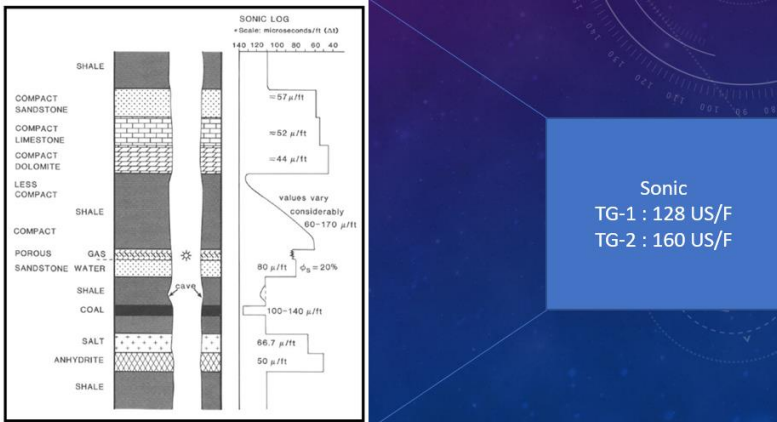
Jika dilakukan korelasi antara data well log dan data referensi milik Glover bisa kita ketahui bahwa sumur TG-1 memiliki nilai 24 api pada daerah reservoir dan pada sumur TG-2 memiliki nilai 27 api pada daerah reservoir. Ini menunjukkan bahwa daerah tersebut adalah zona rentang limestone seperti pada gambar di bawah.



Gambar 3.3 Korelasi Gamma Ray

### ***b. Korelasi Sonic***

Jika dilakukan korelasi antara data well log dan data referensi milik Glover bisa kita ketahui bahwa sumur TG-1 memiliki nilai sonic rata-rata 128 US/F dan pada sumur TG-2 memiliki nilai sonic rata-rata 160 US/F. Ini menunjukkan bahwa daerah tersebut memiliki nilai litologi shale.

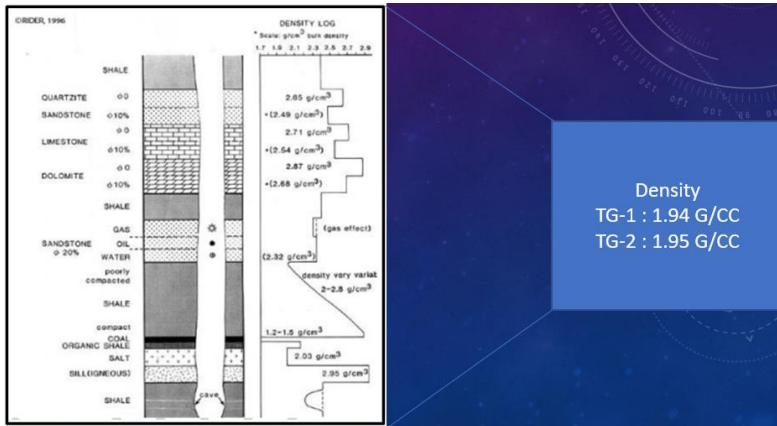


Gambar 3.4 Korelasi Sonic

Perbedaan dengan nilai gamma ray ini menunjukkan bahwa daerah tersebut adalah daerah permeable yang memiliki nilai sonic lumayan besar dikarenakan beberapa dari pori pada lime didominasi oleh shale.

### ***c. Korelasi Density***

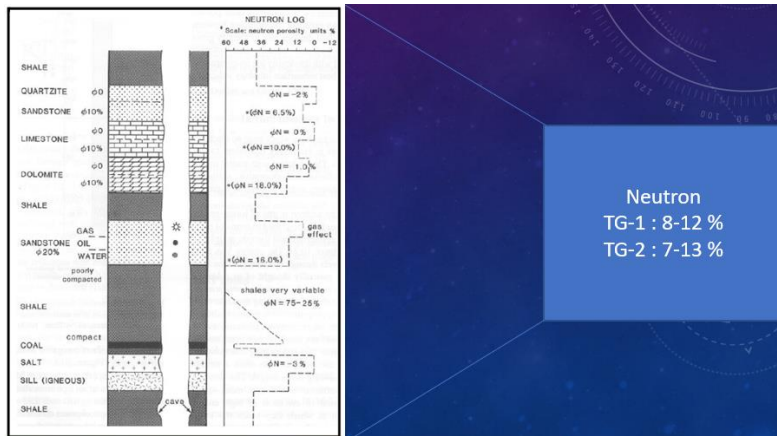
Jika dilakukan korelasi antara data well log dan data referensi milik Glover bisa kita ketahui bahwa sumur TG-1 memiliki nilai density 1.94 g/cm<sup>3</sup> dan pada sumur TG-2 memiliki nilai density 1.95 g/cm<sup>3</sup>. Hal ini menunjukkan bahwa nilai densitas limestone ketika porositasnya 0% maka nilai densitasnya 2.71 g/cm<sup>3</sup> dan ketika porositasnya 10% maka densitasnya adalah 2.54 g/cm<sup>3</sup>. Maka dari itu bisa diketahui bahwa dengan nilai porositas 35%-45% maka densitas rata-rata dari lapangan TG-1 dan TG-2 adalah sekitar 2 g/cm<sup>3</sup>.



Gambar 3.5 Korelasi Density

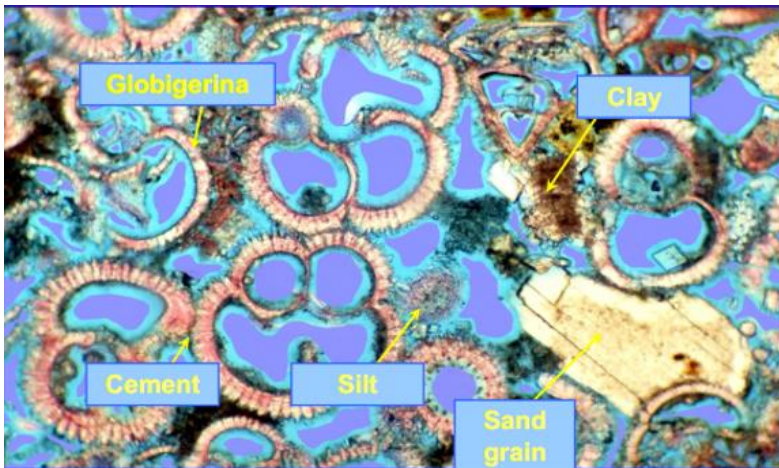
#### d. Korelasi Neutron

Jika dilakukan korelasi antara data well log dan data referensi milik Glover bisa kita ketahui bahwa sumur TG-1 memiliki nilai neutron 8-12% dan pada sumur TG-2 memiliki nilai neutron 7-13%. Hal ini menunjukkan bahwa nilai neutron yang ada adalah limestone dengan porositas lebih dari 10%.



Gambar 3.6 Korelasi Neutron

*e. Korelasi Core*



Gambar 3.7 Korelasi Core

Pada data core didapat nilai porosity total adalah 45% dan nilai permeability 300 md. Serta diketahui bahwa pada core terdapat fossil globigerina sebagai matriks pengisi utama sehingga bisa dikatakan bahwa batu tersebut adalah batu kapur atau limestone serta terdapat pula clay dan sand yang mengisi pori.

Maka dapat disimpulkan bahwa reservoir berada dalam lingkungan Limestone Globigerina dengan data core porosity total 45% dan permeability 300 md.

**3.2.2. Pengolahan Data Seismic**

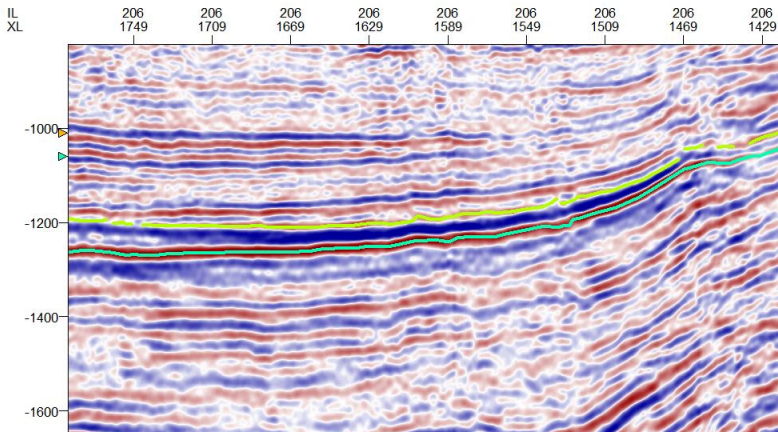
Pada data seismic dilakukan dua tahapan dasar yaitu picking horizon dan picking fault. Lalu dilakukan tahapan lanjutan yaitu pemodelan reservoir, pada pemodelan reservoir dilakukan banyak tahapan mulai dari pembuatan surface, layering, input well, pembuatan model 2D dan 3D. Data yang digunakan pada tahapan ini ialah data *Depth Migration* yang merupakan data dengan resolusi kedalaman dan bukan lagi data seismic dengan resolusi waktu.

### 3.2.2.1. *Picking Horizon*

Picking horizon merupakan proses pengambilan keputusan untuk menentukan lapisan geologi pada data seismic. Tahapan picking horizon memiliki tujuan untuk menelusuri daerah yang akan diinterpretasi. Untuk bisa menarik keputusan dalam picking horizon perlu dikendalikan oleh adanya data geologi berupa litostratigrafi dan data well log. Kemudian disini berlaku hukum impedansi akustik yang menunjukkan bahwa semakin besar amplitude dari seismic menunjukkan tingginya perbedaan densitas atau medium lapisan.

Pada penelitian ini data yang diinterpretasi sebagai horizon ialah top globigerina, sandy globigerina, gas water contact dan wonocolo. Hal tersebut merupakan hasil dari kolaborasi data litostratigrafi dan data well.

Dalam melakukan picking horizon perlu ada *controlling* dari masing *inline* dan *crossline* yang dimiliki data seismic. Horizon yang dipicking dari awal lintasan yang biasanya merupakan tempat yang berpotongan dengan hasil data well. Dan data picking yang telah diambil pada inline harus sesuai dan memotong data picking horizon tersebut pada daerah crossline. Kesesuaian pengambilan data di inline dan crossline menunjukkan kekonsistenan dalam picking horizon.



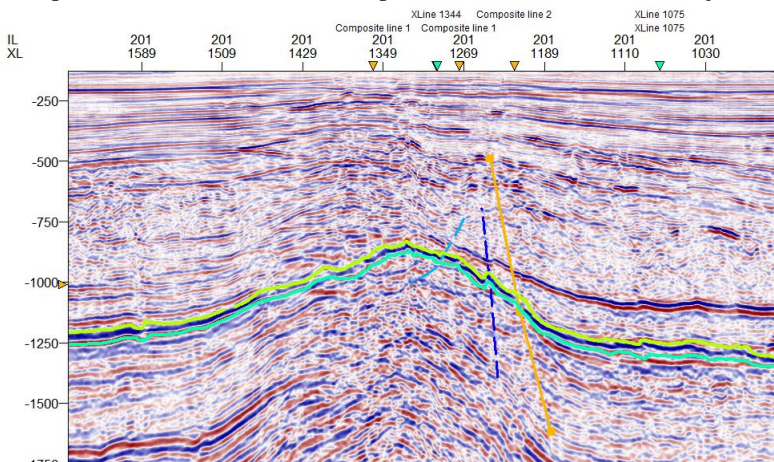
Gambar 3.8 Picking Horizon

### 3.2.2.2. *Picking Fault*

Picking patahan merupakan proses pengambilan keputusan untuk menentukan patahan di lapangan melalui penampang seismic. Patahan

pada data seismic ditunjukkan oleh adanya ketidakmenerusan event seismic, difraksi dan lainnya. Sebelum melakukan pengambilan keputusan dalam penentuan patahan perlu dipelajari kondisi geologi daerah penelitian. Picking patahan ini dilakukan agar tidak terjadi kesalahan pada saat picking horizon.

Untuk memudahkan dalam menganalisa keberadaan patahan pada data seismic, bisa digunakan aplikasi seismic atribut variance yang memperlihatkan ketidakmenerusan pada data seismic secara lebih jelas.



Gambar 3.9 Picking Fault

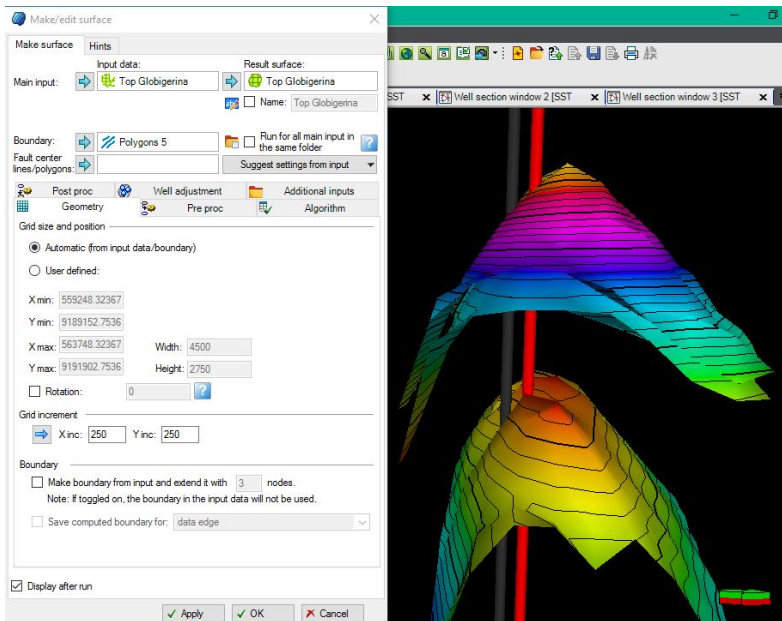
### 3.2.2.3. *Pemodelan Reservoir*

Pemodelan reservoir dilakukan untuk melihat bentukan dari reservoir baik secara 2D maupun 3D dan merupakan hasil dari penggabungan dan pemrosesan dari output picking horizon dan picking fault. Terdapat beberapa tahapan dalam pemodelan reservoir, mulai dari pembuatan surface, korelasi well dengan data seismic, gridding model.

#### a. *Pembuatan Surface Lapisan*

Pada pembuatan model lapisan, dilakukan pembuatan polygon untuk daerah yang ingin dibuat modelnya, lalu dilakukan input data picking horizon dan nilai luasan grid yang diinginkan. Hal ini dilakukan sebanyak jumlah horizon yang telah dipicking

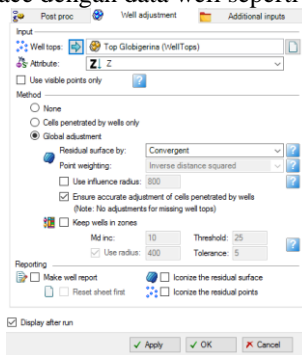




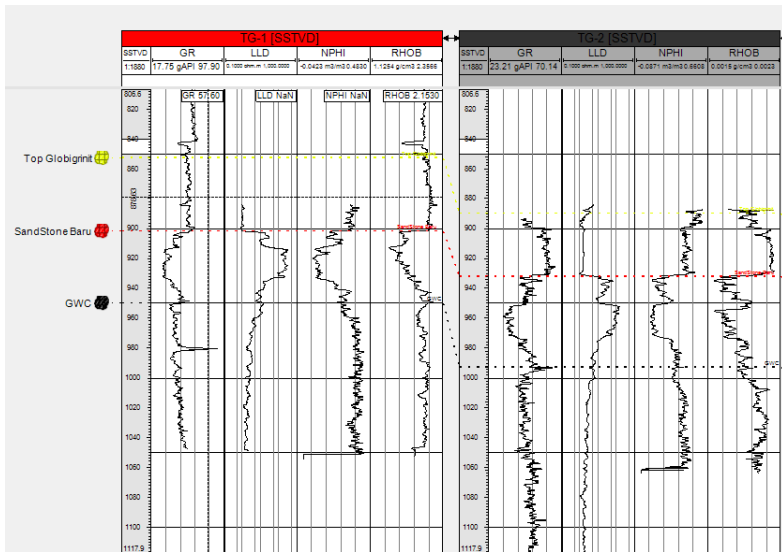
Gambar 3.10 Pembuatan Horizon dan Hasilnya

### b. Korelasi Well dengan Data Seismik

Pada korelasi data well dengan data seismic dilakukan input data well dan input data surface pada window *well correlation* dan dilakukan pengepasan hasil surface dengan data well seperti pada gambar berikut.



Gambar 3.11 Input Data Surface untuk di *adjustment* dengan Data Well



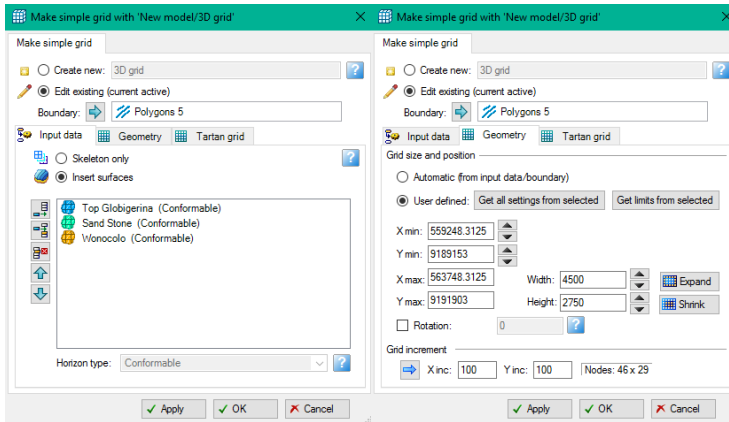
Gambar 3.12 Hasil Well Correlation dengan Data Surface

Dari gambar di atas bisa kita lihat keberadaan lapisan pada well telah sesuai dengan titik well top yang ada sehingga ketika dibuat model akan sesuai ketebalan dan kedalaman nya seperti pada data well.

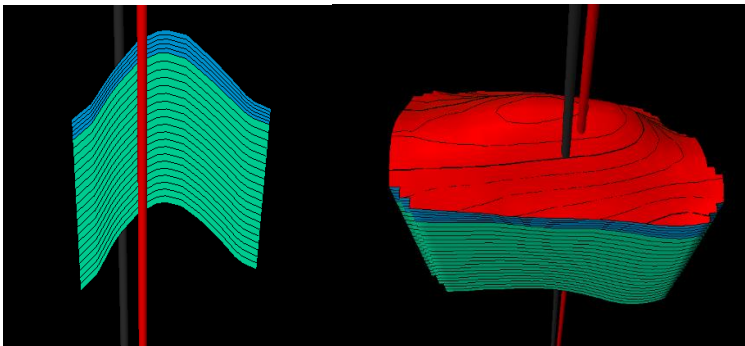
### c. Gridding Model

Pada gridding model dilakukan pemodelan menggunakan input data surface dari hasil well correlation. Lalu dilakukan input surface mulai dari lapisan teratas hingga terbawah dan dilakukan gridding sesuai dengan hasil kita picking horizon, semakin tipis kita melakukan picking horizon maka kita bisa membuat model dengan grid kecil yang menghasilkan resolusi lebih detail.

Setelah dilakukan pembuatan grid, maka bisa ditampilkan bentuk model 2D yang ada. Untuk mendapatkan model 3D maka perlu memasukkan batas-batas yang ada baik secara vertical maupun horizontal (x,y,z). Kemudian perlu diketahui batas batas pucuk dari hasil surface yang telah dibuat sehingga bentukan 3D bisa di dapat.



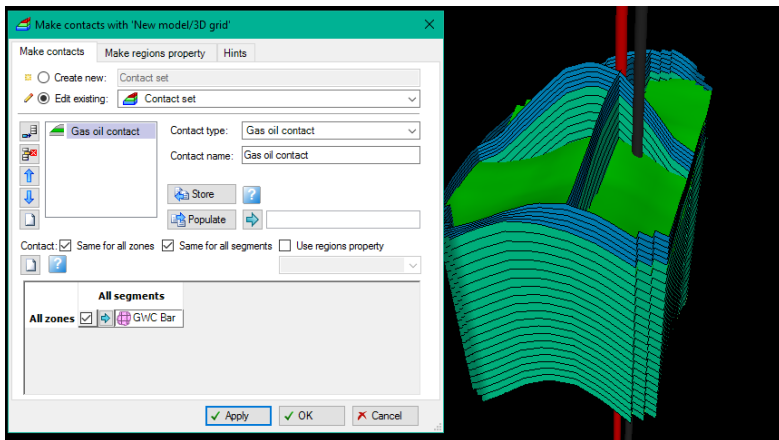
Gambar 3.13 Pembuatan Grid Model



Gambar 3.14 Model 2D dan 3D

#### ***d. Input Fluid Contact***

Fluid contact digunakan untuk mengetahui batas kontak antar fluida, nilai fluid contact didapat dari hasil interpretasi well dan dari hasil fluid contact yang ada pada well dilakukan picking horizon untuk mengetahui sebaran dari batas fluida tersebut. Berikut ini merupakan hasil fluid contact yang telah dilakukan sehingga model reservoir bisa ditampilkan.



Gambar 3.15 Proses Pembuatan Kontak Fluida pada Model

### 3.3. Tahap Analisa

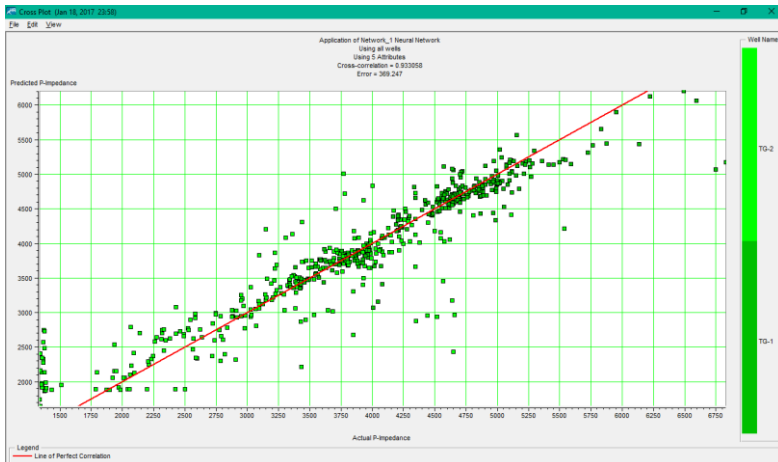
Data yang terkumpul dan telah diolah kemudian dianalisa dengan cara menghubungkan data tersebut dengan hasil kajian pustaka atau teori yang terkait dan dengan pengalaman-pengalaman dari hasil pengolahan data yang disertai oleh arahan dari pembimbing dan menggunakan berbagai metode dan model menggunakan software yang ada.

#### 3.3.1. *Interpretasi Facies*

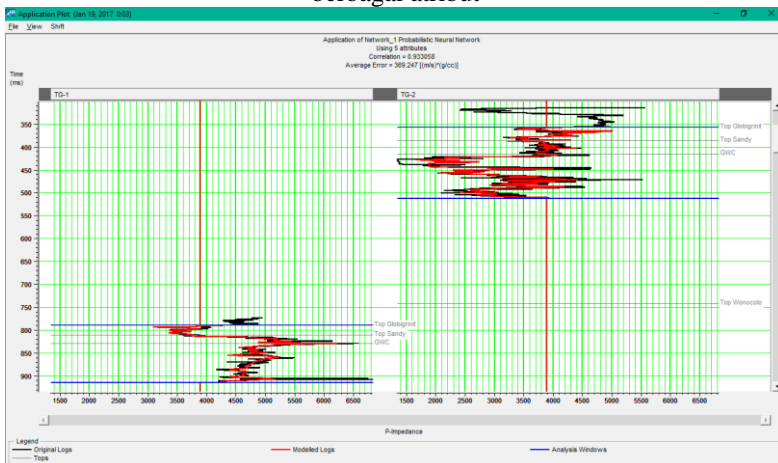
Pada interpretasi fasies, nilai API log Gamma Ray sangat kecil, menurut Glover, 2007 hal ini mengindikasikan keberadaan karbonat lebih tepatnya limestone. Dengan perbandingan data Gamma Ray dan Stratigrafi maka dipastikan bahwa data well merupakan data full karbonat. Maka dari itu digunakan pembagian kelompok jenis batuan limestone, dari data pembimbing menyatakan bahwa log pada well hanya berada di reservoir limestone globigrinit, sehingga perlu adanya klasifikasi batuan reservoir globigrinit tersebut berdasarkan nilai densitas dan p-wave (sonic) nya yang didapat dari data log.

#### 3.3.2. *Facies Modelling*

Pada tahapan ini dilakukan pemodelan dari hasil data atribut well seismic dan data klasifikasi well log facies. Kemudian dilakukan crossplot antara data well terhadap data seismik. Sehingga didapat dua control untuk menyebarkan keberadaan fasies pada model. Dalam pembuatan model dilakukan input grid yang telah dibuat sebelumnya untuk dimasukkan properti-properti dari data well maupun data atribut.



Gambar 3.16 Crossplot Well TG-1 dengan TG-2 menggunakan atribut berbagai atribut



Gambar 3.17 Crossplot Log TG-1 dengan TG-2 menggunakan atribut berbagai atribut

Pada tahapan ini dilakukan menggunakan atribut Instantaneous Frequency untuk menunjukkan untuk melihat zona fraktur (rekahan) karena zona fraktur akan berasosiasi dengan zona frekuensi rendah.

Disamping itu digunakan juga sebagai indikator ketebalan lapisan. Juga untuk melihat geometri perlapisan.

### **3.4. Tahap Akhir**

Setelah dilakukan analisa terhadap data yang diperoleh, maka dapat ditarik kesimpulan dari penelitian yang sudah dilakukan. Kemudian dilakukan pembuatan laporan dari seluruh kegiatan mulai dari awal hingga akhir penelitian.

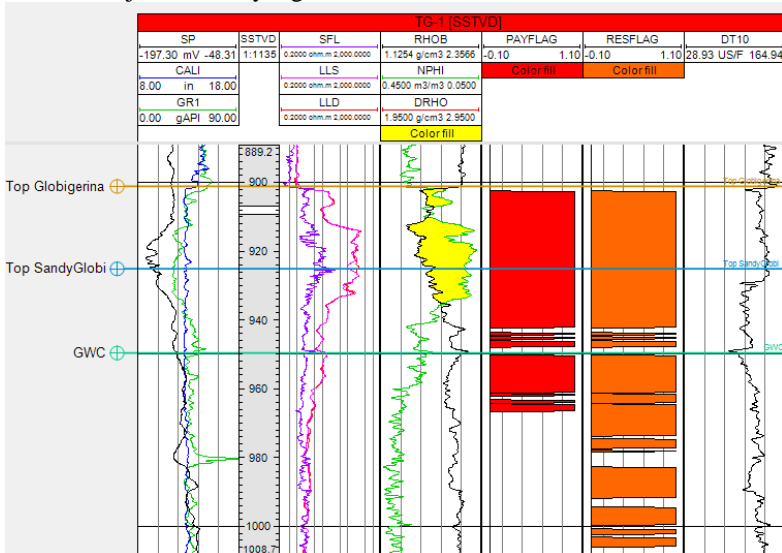
HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN

## BAB IV

### ANALISIS DAN PEMBAHASAN

#### 4.1. Analisis dan Pembahasan Well

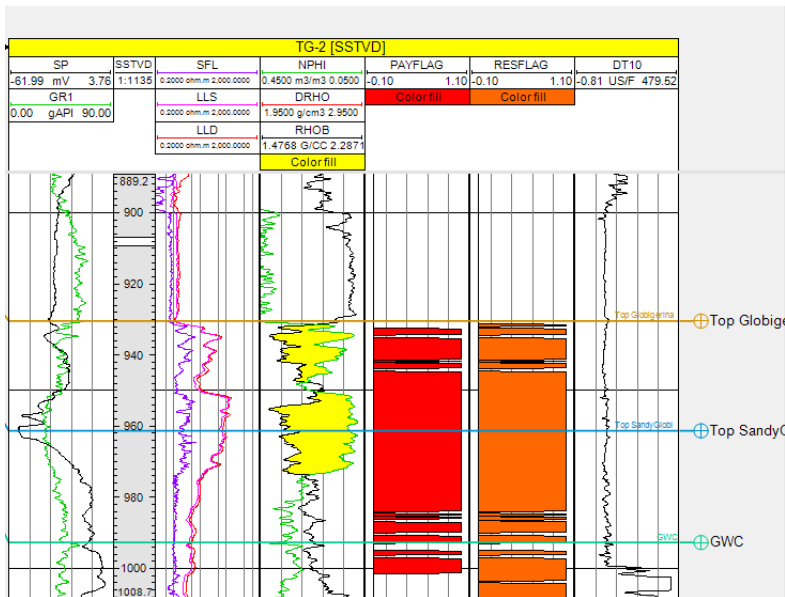
Dari hasil pengolahan data well sesuai dengan flowchart maka didapat 3 hasil dari pengolahan, yaitu Vshale, Porositas, dan Saturasi Air dari data well tersebut. Kemudian dari data tersebut kita bisa menentukan jenis batuan dan jenis fasies yang ada.



Gambar 4.1 Penampang Log Well TG-1

Dari kedua gambar ini bisa kita lihat GR yang ada, porositas, payflag dan resflag. Pada kolom sebelah kanan bisa kita ketahui dari warna orange yang ditunjukkan adalah daerah reservoir (porous-permeable) dan daerah merah merupakan daerah yang memiliki nilai porositas sangat baik dan terisi oleh gas yang merupakan batuan globigerina.

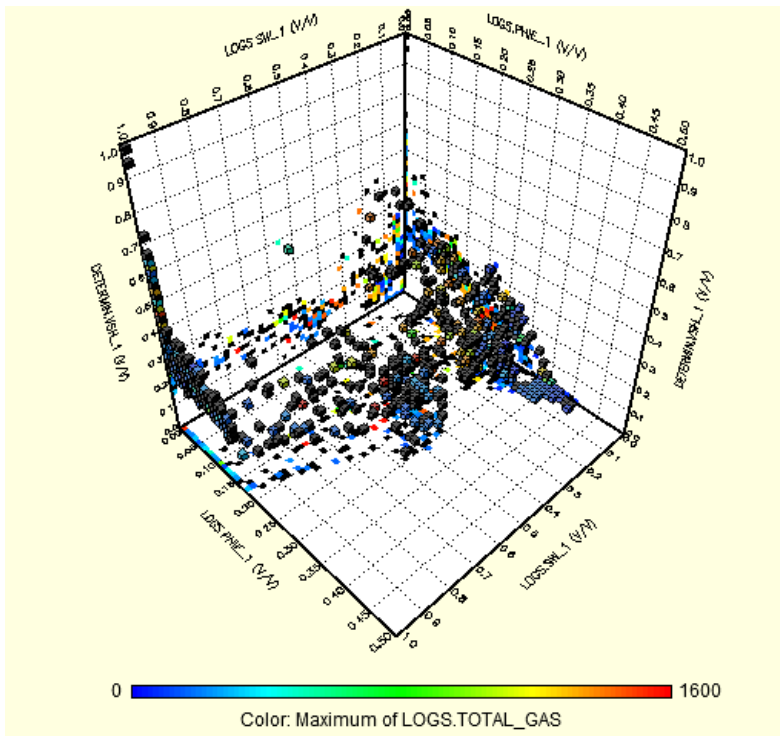




Gambar 4.2 Penampang Log Well TG-2

Nilai resflag (zona reservoir) yang didapat pada reservoir di sumur TG-1 dan TG-2 berbeda. Bisa kita lihat gas (Kuning) mengisi pada lapisan sandstone. Karena well berisi data pada lapisan globigerina maka bisa kita lihat bahwa globigerina terisi oleh sand yang akhirnya menjadi tempat dari gas yang ada (reservoir).

Sehingga bisa ditarik kesimpulan bahwa lokasi reservoir pada well TG-1 berada di kedalaman 903 – 980 meter, sedangkan pada well TG-2 reservoir berada di kedalaman 930 – 992.5 meter.



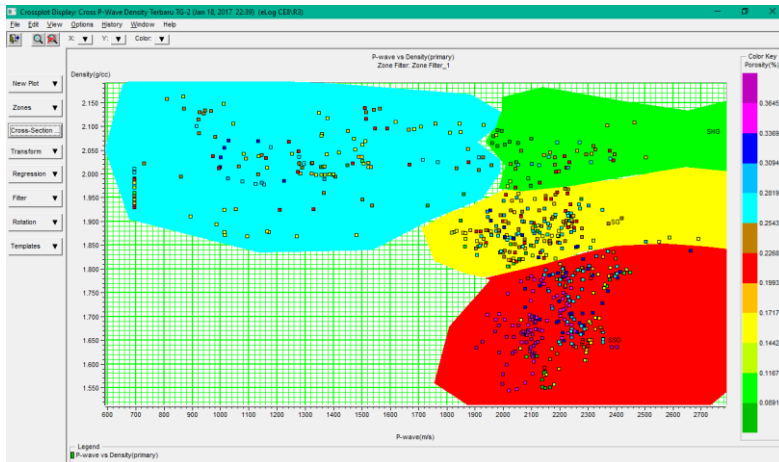
Gambar 4.3 Crossplot antara SW, Porositas, VSh, dan Total Gas

Gambar di atas menunjukkan bahwa semakin merah kubus tersebut maka menunjukkan keberadaan gas yang semakin banyak dan biru menunjukkan semakin sedikit. Dimana kolom x menunjukkan saturasi air, kolom y menunjukkan porositas, dan kolom z menunjukkan VShale. Maka bisa ditarik kesimpulan bahwa gas berada di daerah dengan VShale yang kecil, SW yang kecil dan Porositas yang besar.

Dari data log pada well tersebut bisa dilakukan pengklasteran data jenis batuan untuk menentukan zona fasies berdasarkan nilai densitas, sonic dan porositas.

Pada interpretasi fasies, digunakan pembagian kelompok jenis batuan, karena dari data geologi reservoir merupakan batuan globigrinit limestone, maka pada reservoir batuan globigrinit tersebut dibagi lagi

klasifikasinya menjadi 4 berdasarkan nilai densitas dan p-wave (sonic) nya yang didapat dari data log.



Gambar 4.4 Pengklasifikasian Facies Batuan Reservoir Globigerina Menurut Data Log Density dan Log Sonic

- Compact Globigrinit

Yaitu merupakan batuan globigrinit yang kompak dan masih utuh, sehingga batuan tersebut memiliki pori yang sangat kecil dan merupakan reservoir yang buruk walaupun menurut Glover densitas dari batuan ini masih dianggap sebagai reservoir.

- Shaly Globigrinit

Yaitu merupakan batuan globigrinit yang tidak kompak namun rekahan yang ada terisi oleh shale sehingga walaupun batuan ini memiliki densitas yang besar ia tetap tidak kompak dan masih memiliki pori. Hal ini ditunjukkan oleh besarnya nilai p-wave (sonic) nya. Karena menurut Glover, nilai sonic yang tinggi (di atas 100 us/ft) merupakan shale dan densitas 2.5 gr/cm<sup>3</sup> merupakan limestone solid dan dibawah itu menunjukkan limestone berpori. Sehingga pada pengelompokkan shaly globigrinit ini menunjukkan keberadaan limestone globigrinit yang memiliki pori dan terisi oleh shale.

- Sandy Globigrinit

Sandy globigrinit merupakan limestone globigerina yang memiliki pori dan terisi oleh batuan pasir. Batuan pasir disini bukanlah batu pasir

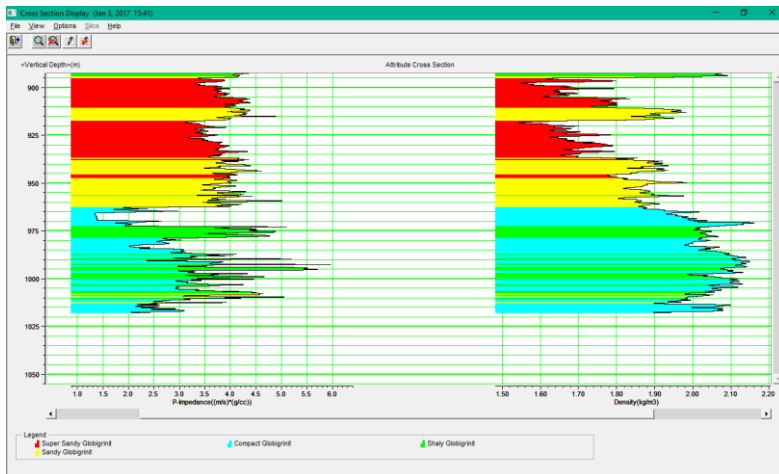
kuarsa yang memiliki densitas yang tinggi, melainkan merupakan batuan pasir hasil pecahan dari batuan globigerina tersebut dan mengisi pori-pori yang ada. Batuan sandy globigrinit merupakan batuan yang sangat cocok sebagai tempat reservoir karena memiliki pori yang besar.

- Super Sandy Globigrinit

Super sandy globigrinit adalah limestone globigerina yang memiliki densitas yang sangat kecil, p-wave yang kecil dan porositas yang sangat besar. Ini menunjukkan bahwa batuan ini adalah batuan limestone berpori yang porinya sangat sedikit terisi matriks ataupun terisi dengan butir-butir yang besar sehingga masih menyisakan ruang porous yang besar untuk diisi oleh fluida.



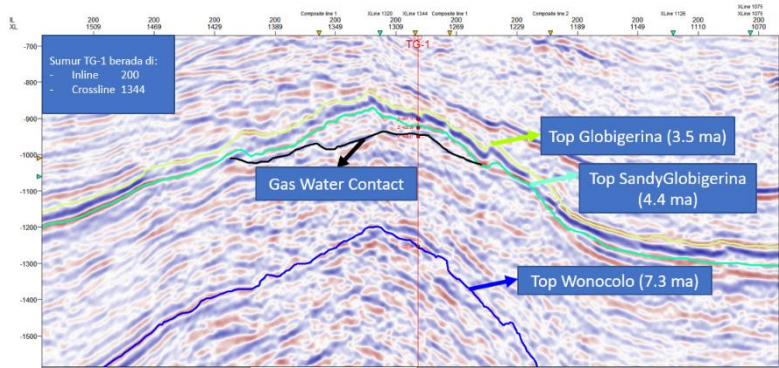
Gambar 4.5 Hasil Log Densitas dan Sonic dari pengklasifikasian Facies Batuan Reservoir Pada Well TG-1



Gambar 4.6 Hasil Log Densitas dan Sonic dari pengklasifikasian Facies Batuan Reservoir Pada Well TG-2

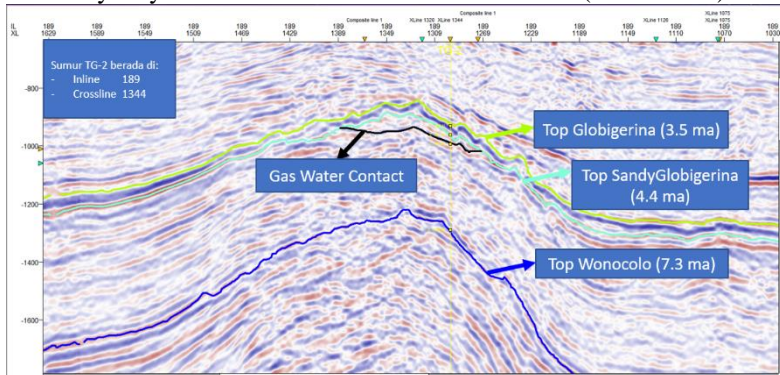
## 4.2. Analisis dan Pembahasan Seismik

Hasil dari pengolahan data seismic yaitu berupa data horizon, data surface, data oil contact, dan data model. Pada hasil data horizon bisa kita lihat bahwa didapat 3 lapisan, yaitu top globigerina, top sandy-globigerina, dan top wonocolo. Jika disesuaikan dengan data stratigrafi maka top globigerina terbentuk pada 3.5 juta tahun lalu, sedangkan sandy globigerina 4.4 juta tahun lalu, dan formasi wonocolo 7.3 juta tahun lalu.



Gambar 4.7 Penampang Seismik Inline 200, Sumur TG-1

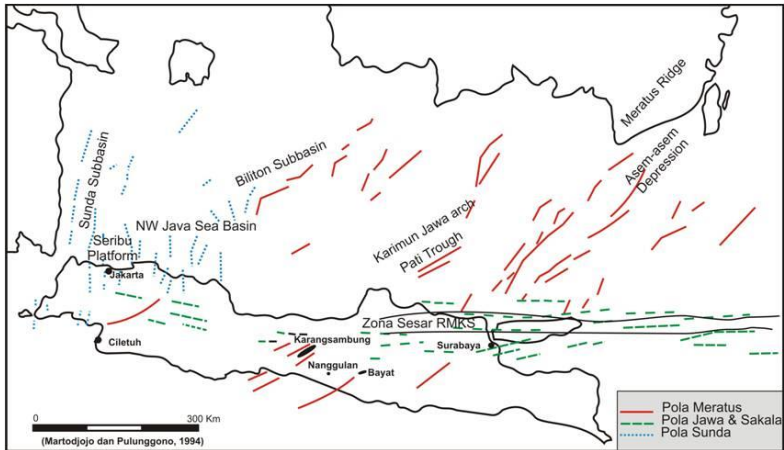
Lapangan TG memiliki struktur body sebuah antiklin besar yang memanjang dari tenggara menuju barat daya (SE-NW). Dari penampang seismic bisa kita lihat bahwa horizon yang dipicking menunjukkan bentukan antiklin dan terdapat banyak rekahan rekahan yang ditunjukkan oleh banyaknya ketidakmenerusan di daerah antiklin. (Gambar 4.7)



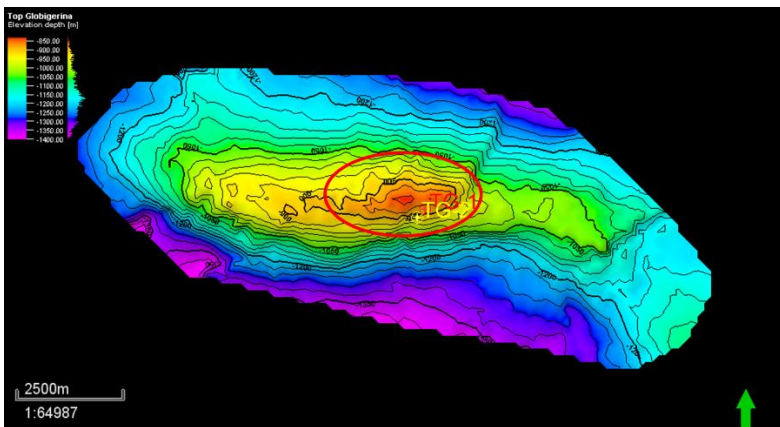
Gambar 4.8 Penampang Seismik Inline 200, Sumur TG-2

Sedangkan dari hasil pengolahan data patahan bisa kita ketahui bahwa major fault memiliki trend arah barat timur (WE) mengikuti trend patahan di Jawa timur bagian kendang memiliki minor fault dengan trend arah utara-selatan mengikuti trend patahan di utara pulau Jawa. Martodjojo, 1994 mengatakan bahwa daerah selat Madura memiliki pola patahan yang tidak biasa karena diikuti oleh dua pola yaitu pola Meratus dan pola Jawa-Sakala (Gambar 4.9 dan Gambar 4.10)

Dari model 2D surface setiap horizon yang telah dikorelasi bisa diketahui nilai ketebalan dari zona reservoir yang berupa peta isopach dan dari peta tersebut bisa diketahui bahwa lapisan tersebut memiliki bentukan antiklin yang sejenis. (Gambar 4.10)

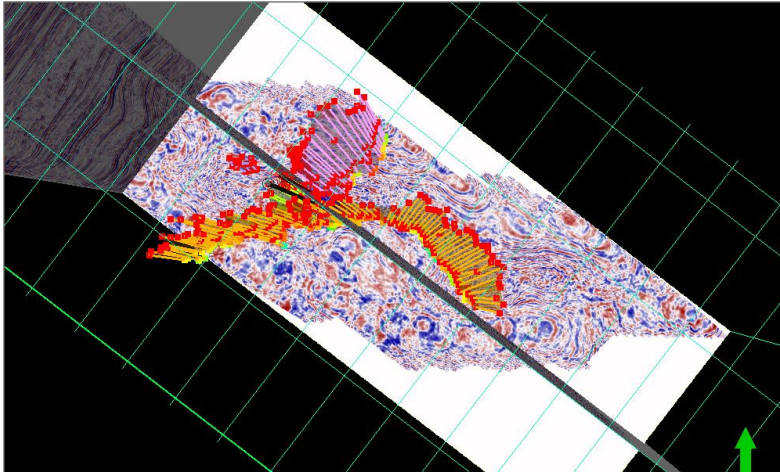


Gambar 4.9 Pola Patahan Pulau Jawa



Gambar 4. 10 Peta Hasil Gridding Surface dari Lapisan Top Globigerina

Dari hasil peta lapisan top globigerina, bisa kita ketahui bahwa pemodelan hanya dilakukan pada daerah lingkaran merah yang menunjukkan daerah reservoir. Hal ini dikarenakan keterbatasannya data well, sehingga persebaran model akan buruk jika daerah diperluas.



Gambar 4.11 Penampang Patahan pada Data Seismik

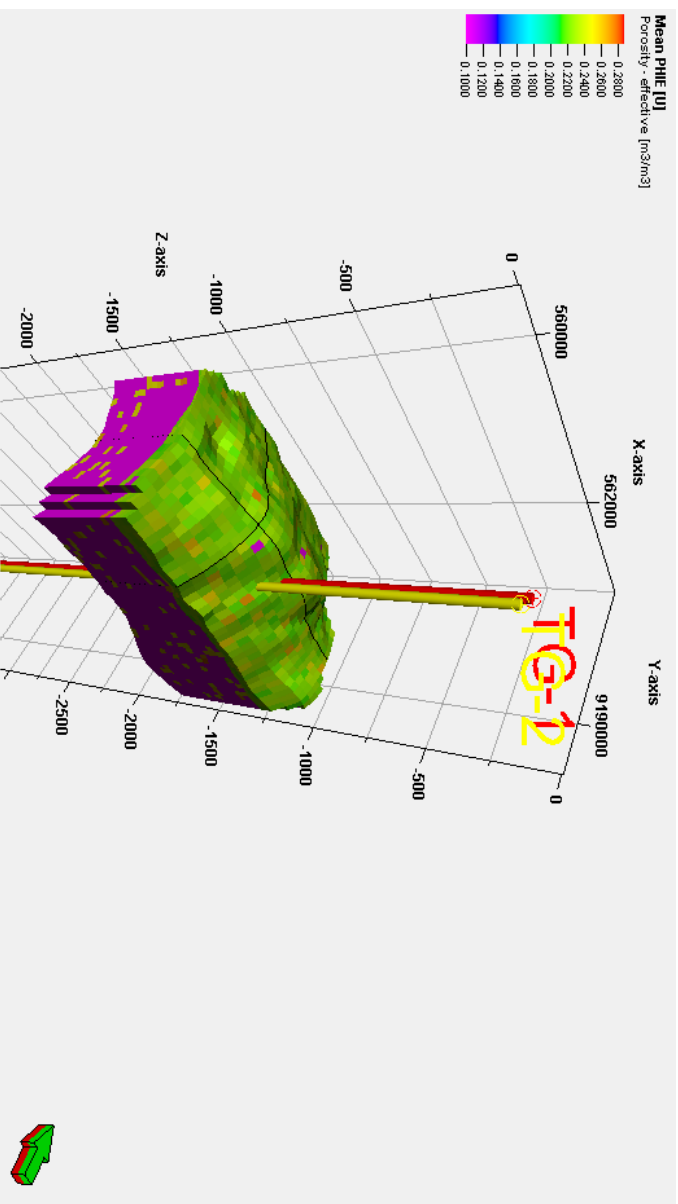
### 4.3. Analisis dan Pembahasan Modelling Fasies

#### 4.3.1. *Model Porosity*

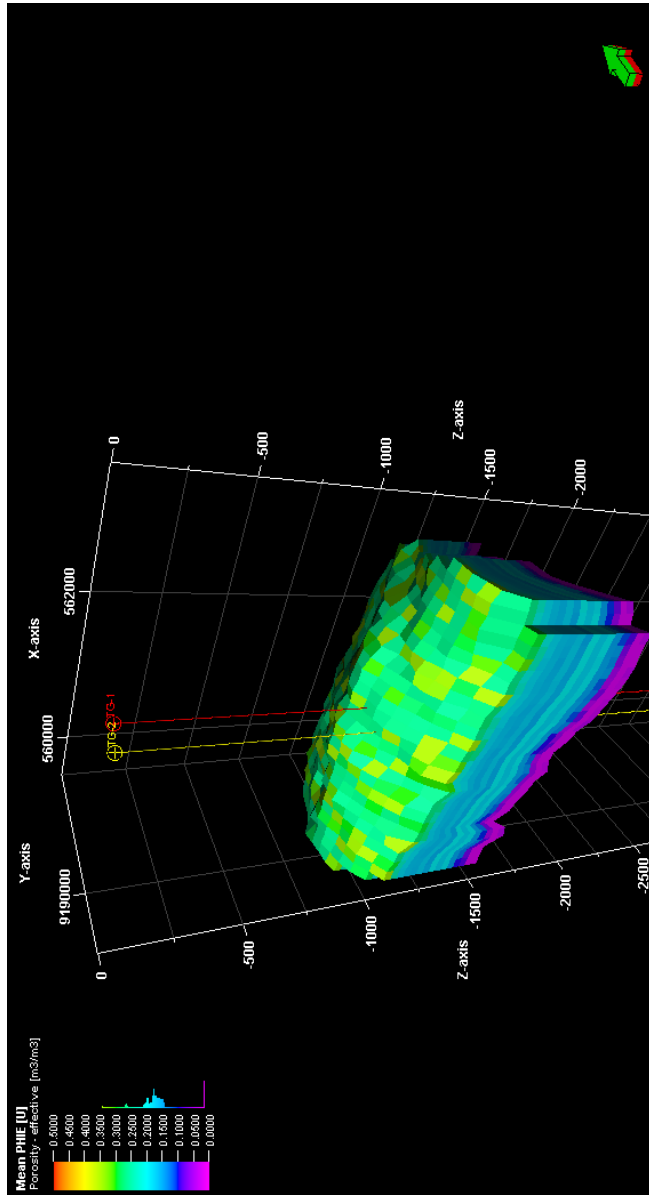
Pada model porosity ini terdapat dua buah kontrol, yaitu dari data vertical dan horizontal. Data vertical berupa data log porositas dari kedua well, sedangkan horizontal berupa data atribut seismik instantaneous frequency. Hasil dari kedua model porosity menunjukkan bahwa reservoir yang berada di atas memiliki nilai porositas yang tinggi dari pada daerah-daerah dibawahnya.

Pada model pertama, merupakan hasil pemodelan 3D tanpa kontrol horizontal sedangkan pada model kedua merupakan hasil pemodelan 3D dengan kontrol horizontal berupa atribut seismik Instantaneous Frequency. Perbedaan mendasar terlihat pada model yang memiliki dua kontrol nilai porositas tersebar secara lateral, tidak menumpuk seperti pada model yang hanya memiliki kontrol dari well. Akan tetapi pada model yang memiliki dua kontrol memiliki kelemahan karena menyebarkan nilai pori keseluruhan bagian dari badan model. Hal ini seharusnya tidak terjadi karena tidak semua badan model memiliki pori, ini bisa saja disebabkan oleh ketidaktepatan pemilihan atribut yang bisa untuk menyebarkan nilai porositas dengan baik.





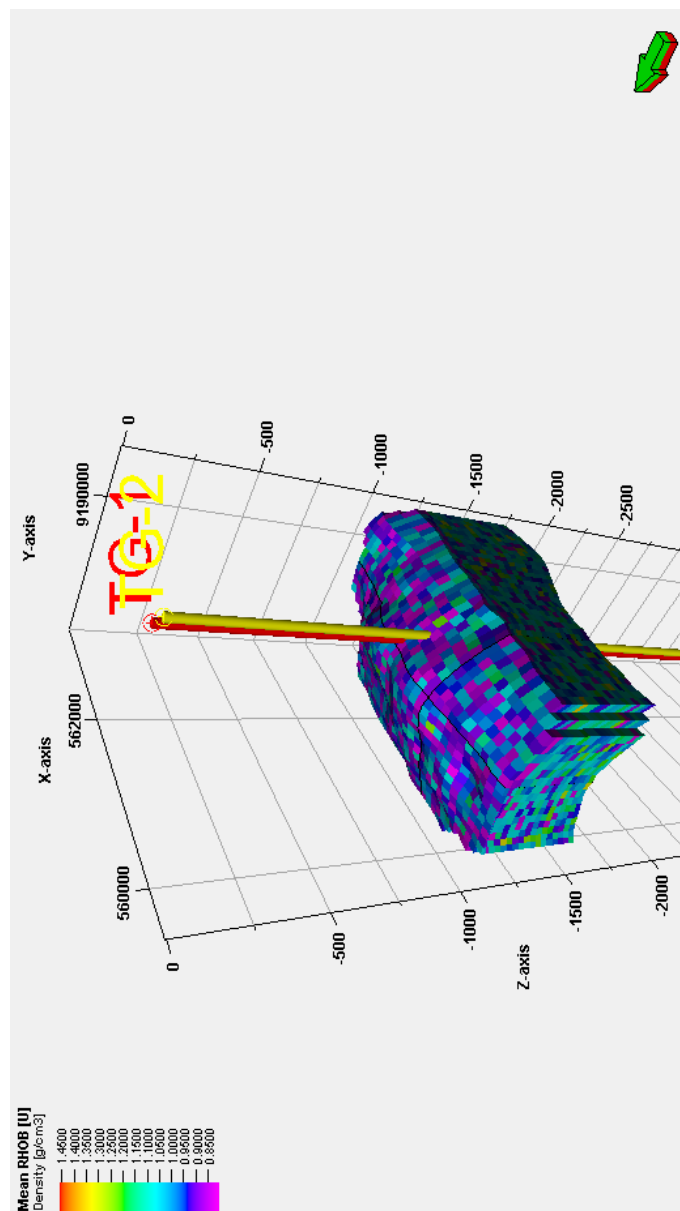
Gambar 4.12 Model 3D Porosity yang dikontrol oleh Data Well



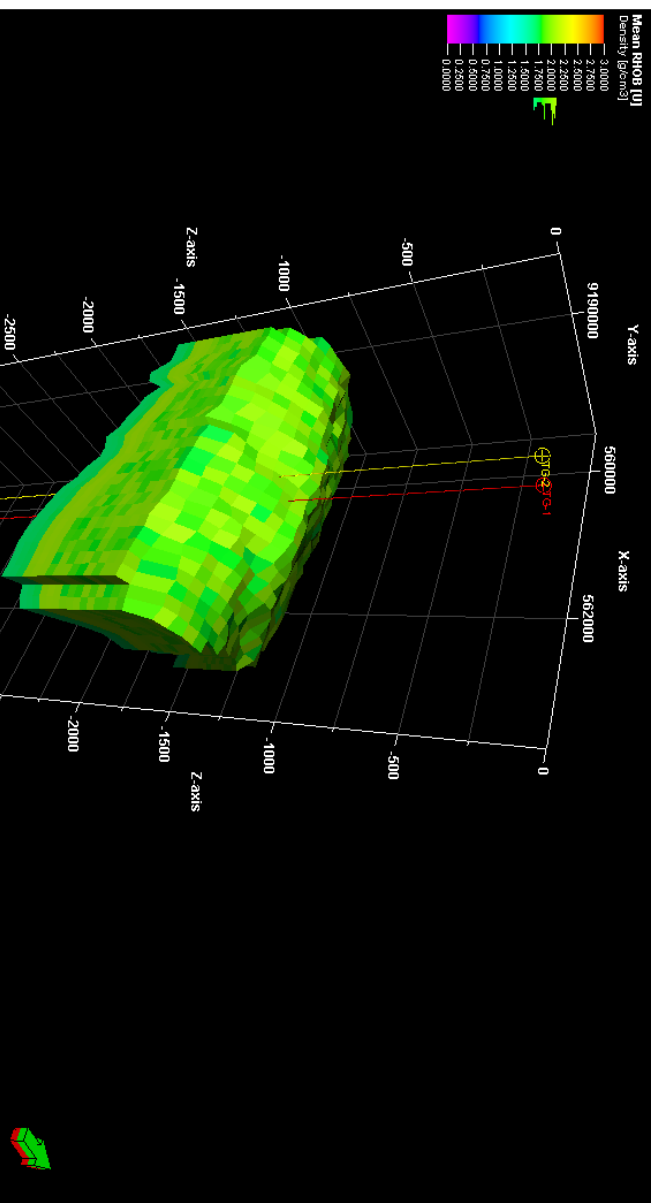
Gambar 4.13 Model 3D Porosity yang dikontrol oleh Data Well dan Data Atribut Instantaneous Frequency

#### **4.3.2. *Model Densitas***

Pada model densitas juga memiliki dua kontrol yaitu secara vertical yang berupa data log dan horizontal yang berupa data atribut seismik Instantaneous Frequency. Terlihat bahwa pada model 3D densitas yang dikontrol oleh data well saja terlihat memiliki bentuk persebaran nilai yang sangat buruk. Sedangkan pada model 3D yang diikat oleh dua data memiliki persebaran yang sangat baik bahkan menunjukkan daerah yang memiliki densitas sangat kecil yang mengindikasikan daerah tersebut berisi gas.



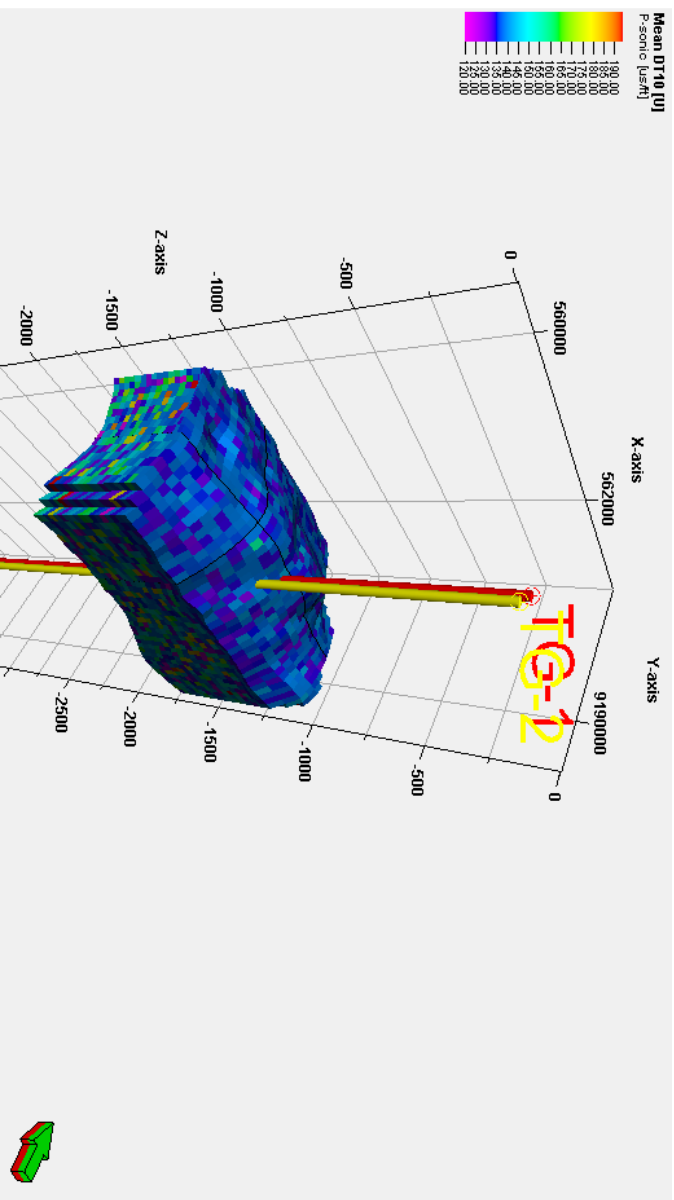
Gambar 4.14 Model 3D Densitas yang dikontrol oleh Data Well



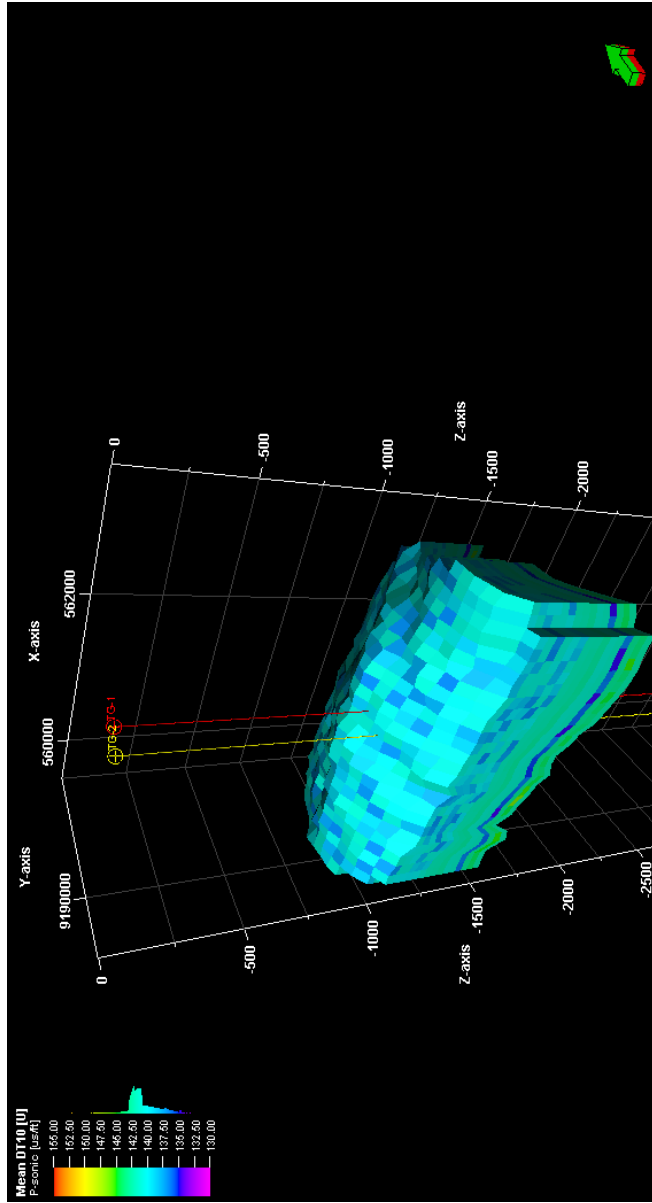
Gambar 4.15 Model 3D Densitas yang dikontrol oleh Data Well dan Data Atribut Instantaneous Frequency

#### **4.3.3. *Model Sonic***

Pada model 3D dari data log sonic juga terlihat bahwa ketika ia hanya dikontrol oleh data well menunjukkan bentuk model yang sangat tidak beraturan, akan tetapi ketika data log sonic tersebut diikat oleh data atribut seismik Instantaneous Frequency maka bentuk persebaran nilai gelombang-p secara lateral dari model terlihat dengan baik. Hal ini menunjukkan bahwa atribut Instantaneous Frequency mampu mengontrol bentuk persebaran kecepatan rambat secara horizontal dengan sangat bagus.



Gambar 4.16 Model 3D Sonic yang dikontrol oleh Data Well



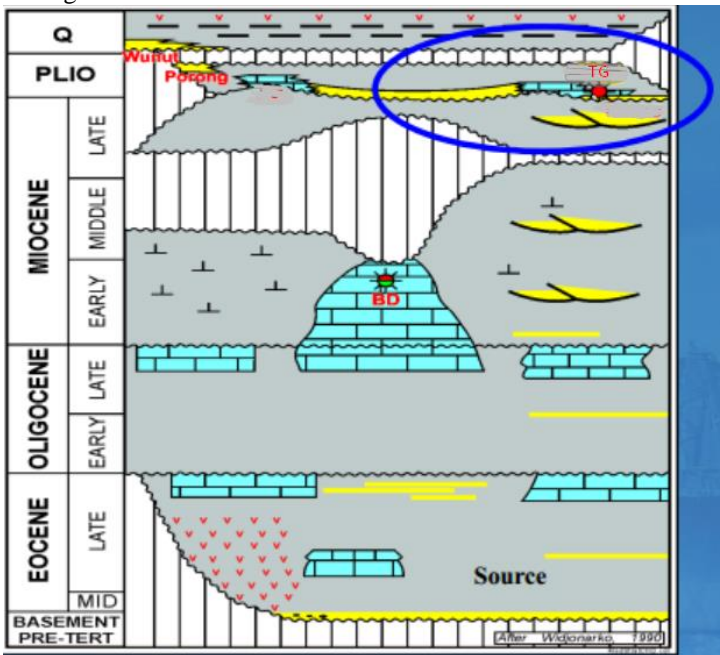
Gambar 4.17 Model 3D Sonic yang dikontrol oleh Data Well dan Data Atribut Instantaneous Frequency



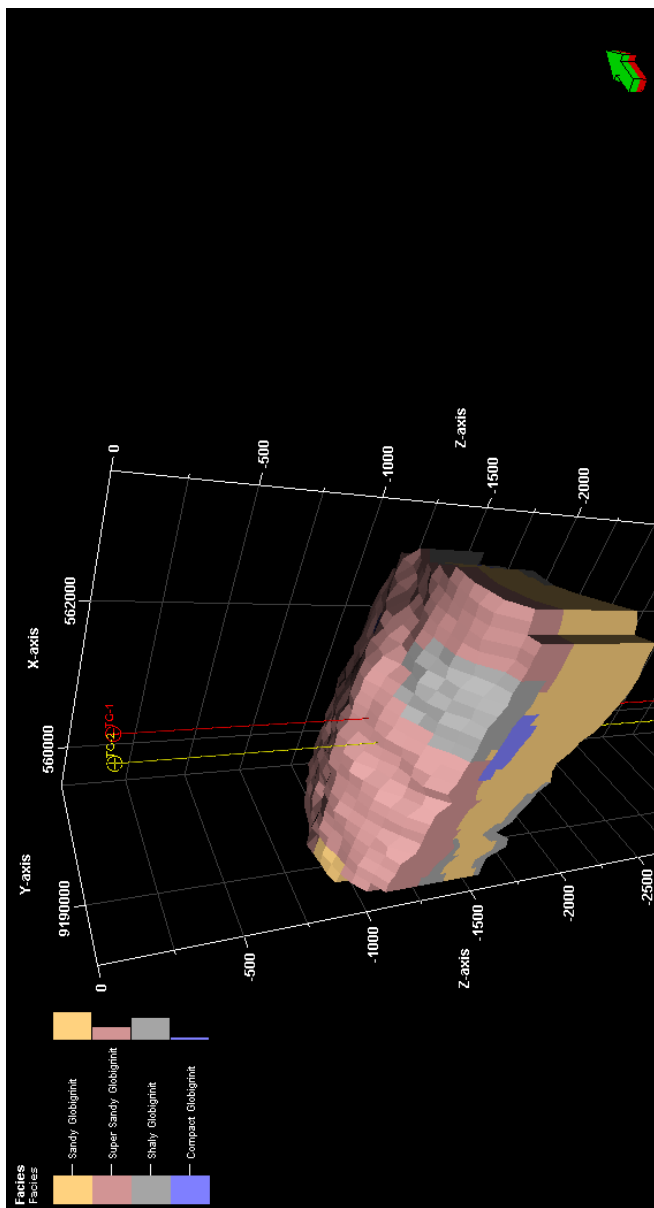
#### 4.3.4. Model Fasies

Model fasies 3D ini merupakan hasil dari interpretasi data pengelompokkan log densitas dan sonic yang telah dipicking kemudian dikorelasikan dengan nilai porositas serta atribut Instantaneous Frequency. Diambil nya data porositas sebagai korelasi dikarenakan data log fasies sendiri merupakan hasil dari data densitas dan sonic, sehingga diperlukan pembandingan lain sebagai kontrol.

Dari data fasies ini dapat dianalisa bahwa model reservoir globigerina limestone ini memiliki bentukan massif globigrinit di top model, serta sand berada di bagian bawah model serta shale berada di sela-sela model. Ini menunjukkan hasil yang sama dengan peta litologi yang ada di bawah. Dimana pada daerah sumur TG terdapat limestone diapitt oleh shale dan sand di bagian bawah.



Gambar 4. 18 Litostratigrafi Sumur TG



Gambar 4.19 Model 3D Fasies yang dikontrol oleh Data Log dan Data Atribut Instantaneous Frequency

HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN

## **BAB V**

### **KESIMPULAN DAN SARAN**

#### **5.1. Kesimpulan**

Kesimpulan yang didapat dari penelitian ini antara lain.

1. Keseluruhan badan reservoir adalah batuan limestone karena dari data log menunjukkan.
2. Didapat 4 pengklasifikasian data facies dari hasil crossplot log densitas dan sonic yang terbagi menjadi Super Sandy Globigrinit, Sandy Globigrinit, Compact Globigrinit dan Shaly Globigrinit.
3. Model Facies 3D hanya menunjukkan korelasi data well dengan horizon seismik saja dan tanpa adanya kontrol dari patahan.

#### **5.2. Saran**

Saran untuk membangun hipotesa-hipotesa selanjutnya yang dapat diberikan berdasarkan hasil dan kesimpulan antara lain.

1. Perlu adanya penelitian-penelitian serupa dengan konsentrasi luasan yang lebih besar sehingga bisa dilihat hasil persebaran fasies secara regional.
2. Untuk mendapatkan hasil yang lebih baik dan akurat, bisa dilakukan analisa neural network untuk melakukan zonasi dan penggunaan inversi pada seismiknya.
3. Kebenaran persebaran fasies bisa ditingkatkan dengan adanya jumlah data well yang lebih banyak sebagai kontrol kuantitatif dan kualitatif.

HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN

## DAFTAR PUSTAKA

- Bloch, S. 1991. *Empirical Prediction of Porosity and Permeability in Sandstones*. American Association of Petroleum Geologists Bulletin.
- Earle, Steven. 2014. *Physical Geology*.
- Glover, Paul. 2007. Petrophysics MSc course notes.
- Harsono, Adi. 1997. *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log*. Jakarta : Schlumberger Oilfield Service.
- Ni, Yunyan., Dai, Jinxing. 2012. *Geochemical Characteristics of Biogenic Gases in China*. Institute of Petroleum Exploration and Development, Petrochina, Beijing, China.
- Pulunggono dan Martodjojo, S. 1994. *Perubahan Tektonik Paleogene – Neogene Merupakan Peristiwa Tektonik Terpenting di Jawa, Proceeding Geologi dan Geotektonik Pulau Jawa*. Percetakan NAFIRI, Yogya.
- Rice, Dudley D., Claypool, George E. 1981. *Generation, Accumulation and Resource Potential of Biogenic Gas*. American Assosiation of Petroleum Geologist Bulletin.
- Riyan. 2012. *Analisa Petrofisika dan Evaluasi Formasi Batuan Reservoir pada Lapangan Barent Sea*. Universitas Indonesia.
- Satjana, Awang Harun dan Margaretha E.M. Purwaningsih. 2003. *Geochemistry of The East Java Basin: New Observations on Oil Grouping, Genetic Gas Types and Trends of Hydrocarbon Habitats*. Indonesian Petroleum Association.
- Schlumberger, 1989, *Log Interpretation Principles/Aplication*, Schlumberger Educational Services, Texas.
- Sha, Zhibin., dkk. 2014. *A Seepage Gas Hydrate System in Northern South China Sea: Seismic and Well Log Interpretations*. China.
- Sukmono, S. 2007. *Fundamentals of Seismic Interpretation*. Geophysical Engineering, Bandung Institute of Technology, Bandung.
- Sun, Qiliang., dkk. 2012. *Shallow Gas and Focused Fluid Flow Systems in The Pearl River Mouth Basin, Northern South China Sea*. China
- Susilohadi. (1995). *Late Tertiary and Quaternary Geology of The East Java Basin, Indonesia*. Australia: The University of Wologgong.
- Torres-Verdin, Carlos. 2002. *Integrated Formation Evaluation*. University of Texas, Austin. USA.

- Walker, R. G., 2006. *Facies Models Revisited in Posamentier, H. W., and R. G., Walker, Facies Models Revisited, Society for Sedimentary Geology (SEPM), p. 375.*
- White, L. 1991. *Adverb placement in second language acquisition: Some effects of positive and negative evidence in the classroom.* Second Language Research, 7, 133–161
- Yanyan Triyana, Gregory I. Harris, Ed Tadiar, Neil C. Sharp. (2007). *The Maleo Field: An Example of The Pliocene Globigerina Bioclastic Limestone Play in The East Java Basin - Indonesia.* 31st Indonesian Petroleum Association (pp. 45-61). Jakarta: IPA.
- Yuwono, R.W., Fitriana, S.B.,dkk. 2012. *Biogenic Gas Exploration and Development in Bentu PSC, Central Sumatra Basin, Indonesia.* AAPG International Conference and Exhibition.
- Zain, Musyafar Kudri. 2011. *Analisa Log Petrofisika dan Evaluasi Formasi Reservoir Pada Lapangan Boonsville.* Tugas Akhir Program Sarjana, Universitas Indonesia.
- Zain, Riki Pahlevi. 2012. *Analisis Petrofisika Dan Perhitungan Cadangan Minyak Pada Lapangan “Bear” Cekungan Sumatra Tengah.* Tugas Akhir Program Sarjana, Universitas Indonesia.

## PROFIL PENULIS



Ismail Zaky Alfatih dilahirkan di Surabaya 31 Mei 1994 dari pasangan Bapak Abdul Rachman dan Ibu Bilqis Mubarokatin. Penulis merupakan anak ketiga dari tujuh bersaudara. Pendidikan formal penulis dimulai MI Dakwah Islamiyah Jakarta hingga tahun 2006. Pada tahun 2006 sampai 2009 melanjutkan pendidikan di SMP Integral Luqman Al-Hakim. Pendidikan menengah atas ditempuh di SMA Negeri 15 Surabaya. Kini, penulis sedang menyelesaikan pendidikan Strata 1 pada Jurusan Teknik Geofisika ITS. Selama berada di bangku kuliah penulis aktif dalam mengikuti kegiatan keprofesian diantaranya Society of Exploration Geophysicist (SEG) dan Society of Petroleum Engineer (SPE). Penulis juga aktif dalam kegiatan berorganisasi seperti menjadi staf Divisi Pengembangan Sumber Daya Mahasiswa untuk Rintisan Himpunan Mahasiswa Teknik Geofisika, salah satu pendiri Geophysical Student Survey Community Operation (GECO) yang berdiri di bawah naungan divisi ristek HMTG dan juga salah satu pendiri komunitas pecinta alam ZWAGERI yang berada di bawah naungan divisi dagri HMTG. Selain itu penulis juga pernah menjadi asisten dosen dalam mata kuliah fisika batuan dan mata kuliah elektronika dasar. Pada kegiatan ekstra kampus, penulis juga menjadi ketua alumni Kerohanian Islam SMA Negeri 15 Surabaya dan anggota aktif pemuda Hidayatullah. Traveling, main game, mendaki gunung dan melakukan kegiatan lapangan adalah hobinya. Apabila ingin berdiskusi lebih lanjut terkait Tugas Akhir dapat menghubungi penulis melalui: ismailzaki50@gmail.com